Universidade de São Paulo
Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”

Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto,
Estado de São Paulo

Manuel Moreno Ruiz Poveda

Tese apresentada para obtenção do título de Doutor em
Ciências. Área de concentração: Bioenergia

Piracicaba
2019

Manuel Moreno Ruiz Poveda
Engenheiro Florestal

Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, Estado de São Paulo
versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011

Orientadora:
Prof^ª. Dr^ª. **SUANI TEIXEIRA COELHO**

Tese apresentada para obtenção do título de Doutor em
Ciências. Área de concentração: Bioenergia

Piracicaba
2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
DIVISÃO DE BIBLIOTECA – DIBD/ESALQ/USP**

Poveda, Manuel Moreno Ruiz

Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, Estado de São Paulo / Manuel Moreno Ruiz Poveda. - - versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011. - - Piracicaba, 2019.

202 p.

Tese (Doutorado) - USP / Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz". Universidade Estadual de Campinas. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho".

1. Vinhaça 2. Biogás 3. Ribeirão Preto 4. Matriz energética 5. Cana-de-açúcar 6. Etanol I. Título

A mis padres.

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha orientadora, Prof^a. Suani, que me ofereceu inúmeras e importantes oportunidades, como a de realizar este trabalho.

Agradeço aos colegas do CENBIO e GBIO, pelas conversas e colaborações, que sem dúvida estimularam as reflexões aqui desenvolvidas.

Agradeço aos professores do Programa Integrado de Pós-Graduação em Bioenergia por seu conhecimento e sua paixão em transmiti-lo.

Agradeço ao Grupo de Pesquisa e Extensão em Topografia e Geoprocessamento – TOPOGEO da ESALQ/USP, em especial ao Prof. Vettorazzi e ao Prof. Peterson, que me acolheram durante o estágio em docência.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pelo apoio financeiro com a bolsa de doutorado.

Finalmente, agradeço à minha amada Monique, pela revisão do português e por conviver com carinho e compressão nesta travessia.

"Somewhere, something incredible is waiting to be known."

Carl Sagan

SUMÁRIO

RESUMO	8
ABSTRACT	9
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	14
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	17
LISTA DE SÍMBOLOS	20
1 INTRODUÇÃO	23
2 OBJETIVOS E HIPÓTESES	29
3 ORIGINALIDADE	33
4 MATERIAIS E MÉTODOS	37
5 CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS DA REGIÃO	45
5.1 Produção de vinhaça	45
5.2 Cogeração e exportação de eletricidade ao SIN	52
5.3 Localização com relação à rede de gás natural	58
6 CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS PARA AS USINAS DA REGIÃO	63
6.1 Cenário 0 de referência: Fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i>	63
6.2 Sistema de produção de biogás combustível a partir da vinhaça	70
6.3 Sistema de produção de biometano	79
6.4 Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça	82
6.5 Cenário 2: Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto	96
6.6 Cenário 3: Uso veicular na frota da usina	99
6.7 Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural	107
6.8 Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local	117
7 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL NOS DIFERENTES CENÁRIOS	125
7.1 Emissões de GEE	126
7.2 Emissões de NO _x	134
7.3 Emissões de SO _x	140
7.4 Emissões de MP	145

8	RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA NOS DIFERENTES CENÁRIOS	147
8.1	Cenário 0: Fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i>	147
8.2	Custo da produção de biogás combustível e de biometano a partir de vinhaça	148
8.3	Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça	150
8.4	Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto	153
8.5	Cenário 3: Uso veicular na frota da usina	155
8.6	Cenário 4: Injeção na rede de gás natural	157
8.7	Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local	161
8.8	Comparação dos resultados da avaliação econômica dos cenários	163
9	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	167
	REFERÊNCIAS	171
	APÊNDICES	183

RESUMO

**Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto,
Estado de São Paulo**

A vinhaça é o principal subproduto da produção de etanol. As destilarias geram de 7 a 15 litros de vinhaça por litro de etanol de cana. Na safra 2018/2019, o Brasil produziu 33 milhões de m³ de etanol e, como consequência, foram gerados aproximadamente 400 milhões de m³ de vinhaça. Esse efluente das destilarias possui quantidades importantes de carga orgânica (DQO e DBO) e atualmente é utilizado *in natura* (sem tratamento) na fertirrigação das lavouras de cana-de-açúcar. Consequentemente, a vinhaça é uma fonte potencial de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e de outros impactos no solo e nos corpos de água. Nesse cenário, a tecnologia de biodigestão anaeróbia da vinhaça surge como uma possível solução, uma vez que diminui o potencial poluidor deste resíduo orgânico e possibilita a geração de biogás. A escolha dos usos finais do biogás impacta a viabilidade econômica e no desempenho ambiental da tecnologia de biodigestão. Assim, o objetivo deste trabalho foi avaliar as possibilidades de integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, região com importante produção bioenergética no Estado de São Paulo. Por meio de uma análise multicritério, utilizando indicadores ambientais e econômicos, este trabalho analisa qual é o melhor uso final do biogás produzido. Para isso, foram comparadas cinco rotas tecnológicas de produção e de uso de biogás a partir da vinhaça: 1. Combustão conjunta do biogás com bagaço para cogeração de eletricidade e de energia térmica destinada à concentração da vinhaça; 2. Produção de energia elétrica com motor ciclo Otto; 3. Uso veicular na frota da usina; 4. Injeção de biometano na rede de gás natural; e 5. Substituição de combustíveis na matriz energética local. A partir dos resultados obtidos, chegou-se à conclusão de que, nas condições das usinas de Ribeirão Preto, a opção que se mostra mais favorável, econômica e tecnicamente, é a substituição do diesel por biometano na frota de transporte de cana-de-açúcar e a venda do excedente como Gás Natural Veicular (GNV) nos centros urbanos dos municípios da região. Com relação às questões ambientais, a substituição do diesel também é a opção mais vantajosa, tanto pela redução das emissões atmosféricas com impactos globais (GEE), como pela diminuição emissões de poluentes com impactos locais (NO_x, SO_x e MP). Essa última vantagem é maximizada quando o consumo do biometano como GNV tem lugar nos centros urbanos e, em especial, em cidades com qualidade do ar degradada, como é o caso de Ribeirão Preto, a qual se encontra saturada de MP e O₃.

Palavras-chave: Vinhaça; Biogás; Ribeirão Preto; Matriz energética; Cana-de-açúcar; Etanol

ABSTRACT

**Integration of vinasse biogas in the energy matrix of Ribeirão Preto,
State of São Paulo**

Vinasse is the main byproduct of ethanol production from sugarcane. Distilleries produce between 7 and 15 liters of vinasse per liter of sugarcane ethanol. Brazil produced 33 million m³ of ethanol in the 2018/2019 harvest and, as a consequence, approximately 400 million m³ of vinasse. This distilleries' effluent has significant amounts of organic matter (COD and BOD) and it's currently used *in natura* (without treatment) in the fertirrigation of sugarcane fields. Therefore, vinasse is a potential source of Greenhouse Gases (GHG) emissions besides other impacts on soil and water bodies. In that scenario, the anaerobic biodigestion technology of vinasse emerges as a possible solution, since it reduces the polluting potencial of this organic residue and enables biogas production. The choice of biogas end uses impacts the economic viability and environmental performance of biodigestion technology. Thus, the purpose of this work was to assess possibilities of integration of vinasse biogas in the energy matrix of Ribeirão Preto, a region with an important bioenergy production in the State of São Paulo. By means of a multicriteria analysis, using environmental and economic indicators, this work analyses the best final use of the biogas produced. To this end, this work compared five technological routes of production and vinasse biogas uses: 1. Co-combustion of biogas with bagasse for cogeneration of electricity and thermal energy intended to vinasse concentration; 2. Electric power generation with Otto motor cycle; 3. Vehicular use in the mill's fleet; 4. Biomethane injection into the natural gas network; and 5. Replacement of fuels in the local energy matrix. From the results obtained, it was concluded that, under the conditions of the Ribeirão Preto mills, the most favorable option, economically and technically, is the replacement of diesel by biomethane in the transport fleet of sugarcane and the sale of the surplus as vehicular natural gas (VNG) in urban centers of the municipalities of the region. Regarding to environmental issues, The replacement of diesel is also the most advantageous option, both by reducing atmospheric emissions with global impacts (GHG) and by reducing emissions of pollutants with local impacts (NO_x, SO_x and MPs. This last advantage is maximized when the consumption of biomethane as VNG takes place in urban centers and especially in cities with degraded air quality, such as Ribeirão Preto, which is saturated with MP and O₃.

Keywords: Vinasse; Biogas; Ribeirão Preto; Energy matrix; Sugarcane; Ethanol

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. Fluxograma do processo. Fonte: Adaptado de Seabra (2008).	25
Figura 4-1. Usinas e destilarias do Estado de São Paulo. Fonte: Secretaria de Energia de São Paulo (2010).	42
Figura 4-2. Cruzamento de informações mediante geoprocessamento. Fonte: Adaptado de Infoescola (2010).	44
Figura 5-1. Capacidade de produção de álcool hidratado das destilarias do Estado de São Paulo. Fonte de dados: ANP (2017).	47
Figura 5-2. Matriz de geração elétrica brasileira em 2017. Fonte: EPE (2019).	53
Figura 5-3. Evolução da exportação de eletricidade ao e da autoprodução no setor sucroenergético. Fonte: EPE (2019).	54
Figura 5-4. Venda de bioeletricidade e localização das usinas. Adaptado de: Secretaria de Minas e Energia (2017).	55
Figura 5-5. Sistema elétrico no Estado de São Paulo, com significativa quantidade de usinas sem conexão ao SIN. Fonte: Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2019).	56
Figura 5-6. Número de usinas termoeletricas por município, no Estado de São Paulo. Fonte: Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2019).	57
Figura 5-7. Esquema da rede de gás natural do Estado de São Paulo. Fonte: GasBrasiliano (2018).	59
Figura 5-8. Usinas dentro do raio de viabilidade de 20 km de distância da rede de distribuição ou do gasoduto de transporte de gás natural, no Estado de São Paulo. Fonte: SÃO PAULO (2012).	60
Figura 5-9. Usinas dentro do raio de viabilidade de 20 km de distância da rede de gás natural na área de concessão da GasBrasiliano, frente às que se encontram fora desse raio. Fonte: Autor.	61
Figura 5-10. Localização das destilarias, da rede de distribuição de gás natural, das estradas e dos centros de demanda na região de Ribeirão Preto. Fonte: Autor. / Dados da rede gás natural: GasBrasiliano (2018).	62
Figura 6-1. Limites do sistema e fluxos do Cenário 0 de referência, fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i> . Fonte: Autor.	64
Figura 6-2. Caminhão-tanque distribuindo vinhaça. Fonte: ANA (2019).	65
Figura 6-3. Aspersão com montagem direta. Fonte: CTC <i>apud</i> UNICA (2015).	66
Figura 6-4. Carretel enrolador com canhão. Fonte: metalurgia.solucoesindustriais.com.br (2019).	66

Figura 6-5. Sistema de produção de biogás combustível a partir da vinhaça. Fonte: Autor.	70
Figura 6-6. Reator anaeróbio de Circulação Interna (IC) BIOPAQ®IC. Fonte: PAQUES (2019).	72
Figura 6-7. Sistema biológico de dessulfurização THIOPAQ®. Fonte: PAQUES (2019).	73
Figura 6-8. Desumidificador por refrigeração. Fonte: AlterLat AS (2017).	74
Figura 6-9. Sistema de produção de biometano. Fonte: Autor.	79
Figura 6-10. Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça. Fonte: Autor.	84
Figura 6-11. Concentrador de vinhaça “Ecovin” com evaporador de múltiplos efeitos. Fonte: Citrotec® (2014).	87
Figura 6-12. Caminhão aplicando vinhaça concentrada. Fonte: Barganha (2010).	88
Figura 6-13. Representação do sistema de cogeração e diagrama termodinâmico ideal T-S do ciclo que supre o evaporador no Cenário 1. Fonte: Autor.	89
Figura 6-14. Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto. Fonte: Autor.	96
Figura 6-15. Usina termoelétrica de biogás proveniente dos resíduos da agroindústria sucroalcooleira. Fonte: Geo-Energética Participações S/A (2019).	96
Figura 6-16. Cenário 3: Uso veicular na frota da usina. Fonte: Autor.	100
Figura 6-17. Caminhão <i>dual-fuel</i> operado com diesel-GNV, para o transporte de cana. Fonte: GasBrasiliiano (2016).	102
Figura 6-18. Trator a GNV testado no Brasil. Fonte: CANALRURAL.UOL (2017).	103
Figura 6-19. Compressores para GNV. Fonte: www.galileoar.com (2018).	104
Figura 6-20. Cenário 4: Injeção em rede de gás natural. Fonte: Autor.	107
Figura 6-21. Consumos mensais registrados na área da concessão da GasBrasiliiano, de 2013 até 2016. Fonte de dados: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).	108
Figura 6-22. Consumo anual de gás natural em Ribeirão Preto, em 2015. Fonte de dados: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).	109
Figura 6-23. Consumo de gás natural na região de Ribeirão Preto, frente ao potencial de produção de biometano (em equivalente a gás natural). Esse potencial vai aumentando conforme é ampliado o raio de inclusão de usinas. O raio de inclusão é a distância medida desde a rede de gás natural. Fonte: Autor.	110
Figura 6-24. Matriz de consumo de gás natural do Estado São Paulo, em 2015. Fonte: Autor, com dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).	111
Figura 6-25. Transporte do biometano mediante caminhões. Fonte: Adaptado de Bendeziú (2009).	112
Figura 6-26. Sistemas de transporte de GNC, mediante caminhão. Fonte: NeoGas (2017) e Galileo (2017).	112

Figura 6-27. Estação de Transferência de Custódia (ETC) de um gasoduto de biometano em Caucaia, Ceará. Fonte: CEGAS (2017).	115
Figura 6-28. Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local. Fonte: Autor.	117
Figura 6-29. Matriz de consumo de combustíveis passíveis de serem substituídos por biometano, na região de Ribeirão Preto. Fonte: Autor, com dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2015).	118
Figura 6-30. Áreas com potencial para aproveitamento do biometano a partir de vinhaça, na Microrregião de Ribeirão Preto. Fonte: Autor.	119
Figura 6-31. Comparação da matriz local de consumo anual de combustível fóssil frente ao potencial de biometano disponível para fornecimento nos diferentes municípios da região, em Milhões de Nm ³ de metano equivalente. Fonte: Autor.	120
Figura 6-32. Flutuação dos preços dos combustíveis veiculares: gasolina e diesel. Fonte: G1 utilizando dados da ANP (2018).	121
Figura 6-33. Ônibus urbano a GNV. Fonte: revistaautobus.com.br (2019).	123
Figura 6-34. Caminhão de coleta de lixo a GNV. Fonte: revistaamais.com.br (2019).	123
Figura 6-35. Veículo urbano de carga a GNV. Fonte: https://gauchazh.clicrbs.com.br (2014).	124
Figura 7-1. Comparação de emissões de GEE, combustíveis fósseis VS biogás e biometano de vinhaça. Os retângulos verdes destacam os balanços estimados no presente estudo. Fonte: Autor.	126
Figura 7-2. Comparação do balanço de emissões de GEE dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.	128
Figura 7-3. Comparação do balanço de emissões de GEE dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i> . Fonte: Autor.	130
Figura 7-4. Emissões de GEE em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.	131
Figura 7-5. Emissões de GEE em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.	132
Figura 7-6. Comparação do balanço de emissões de NO _x dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.	135
Figura 7-7. Comparação do balanço de emissões de NO _x dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i> . Fonte: Autor.	135
Figura 7-8. Emissões de NO _x em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.	137
Figura 7-9. Emissões de NO _x em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.	137

Figura 7-10. Emissões de NO _x em cada cenário, agrupadas por fontes “Locais” e “Não locais”. Fonte: Autor.....	138
Figura 7-11. A região de Ribeirão Preto, em 2008, já se encontrava saturada com O ₃ . Fonte: CETESB (2008).....	139
Figura 7-12. Comparação do balanço de emissões de SO _x dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.....	142
Figura 7-13. Comparação do balanço de emissões de SO _x dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i> . Fonte: Autor.	142
Figura 7-14. Emissões de SO _x em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.	143
Figura 7-15. Emissões de SO _x em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.	143
Figura 7-16. Emissões de SO _x em cada cenário, agrupadas por fontes “Locais” e “Não locais”. Fonte: Autor.....	144
Figura 7-17. Concentração de MP na área urbana da cidade de Ribeirão Preto e limites recomendados pela OMS. Fonte de dados: CETESB (2018).	145
Figura 7-18. Em 2008, a cidade de Ribeirão Preto já se encontrava em vias de saturação de MP. Fonte: CETESB (2008).	146
Figura 8-1. Viabilidade econômica do Cenário 1 - Cogeração com turbina e concentração de vinhaça, considerando diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	152
Figura 8-2. Viabilidade econômica do Cenário 2 - Produção de eletricidade com ciclo Otto, considerando diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	154
Figura 8-3. Viabilidade econômica do Cenário 3 - Uso veicular na frota da usina, considerando diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	156
Figura 8-4. Comparação entre os custos anualizados do transporte rodoviário e os do transporte por gasoduto, em função da distância. Os valores são para a Usina Média. Fonte: Autor.....	160
Figura 8-5. Viabilidade econômica do Cenário 4 - Injeção na rede de gás natural, considerando diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	161
Figura 8-6. Viabilidade econômica do Cenário 5 - Substituição de combustíveis na matriz local, considerando o preço praticado para o consumidor industrial, o transporte rodoviário a 20 km, bem como diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	162
Figura 8-7. Viabilidade econômica do Cenário 5 - Substituição de combustíveis na matriz local, considerando o preço praticado para o GNV, o transporte rodoviário a 20 km, bem como diferentes valores da tCO ₂ eq evitada. Fonte: Autor.	162
Figura 8-8. Representação gráfica CAPEX, OPEX e TIR, nos diferentes cenários. Fonte: Autor.	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1. Indicadores utilizados.	41
Tabela 5-1. Caracterização das usinas segundo sua produção: açúcar, etanol ou mista.	45
Tabela 5-2. Capacidade instalada frente à produção de álcool no Estado de São Paulo.	46
Tabela 5-3. Caracterização físico-química da vinhaça, obtida de levantamentos realizados no Centro de Tecnologia Canavieira (CTC).	48
Tabela 5-4. Taxas de produção de vinhaça e carga orgânica da Usina Média.	49
Tabela 5-5. Parâmetros de produção da Usina Média.	49
Tabela 5-6. Comparação entre a capacidade de produção das destilarias da microrregião de Ribeirão Preto.	50
Tabela 5-7. Usinas exportadoras de eletricidade.	55
Tabela 5-8. Classificação das usinas da região de Ribeirão Preto, com relação ao destino da energia gerada com o bagaço.	57
Tabela 5-9. Unidades sucroenergéticas na Microrregião de Ribeirão Preto e suas respectivas distâncias com relação à rede de gás natural.	62
Tabela 6-1. Consumo de combustíveis nos equipamentos de fertirrigação.	67
Tabela 6-2. Cálculo das emissões de NO _x no cenário de referência (Cenário 0).	69
Tabela 6-3. Composição da vinhaça <i>in natura</i> e da vinhaça biodigerida.	75
Tabela 6-4. Biogás produzido a partir da vinhaça.	76
Tabela 6-5. Taxas da produção de biogás bruto com vinhaça.	77
Tabela 6-6. Composição e PCI do biogás bruto e do biogás combustível.	78
Tabela 6-7. Taxas da produção de biogás combustível com vinhaça.	78
Tabela 6-8. Consumo de eletricidade nos sistemas por Nm ³ de biogás combustível e por Nm ³ de biometano.	81
Tabela 6-9. Especificações ANP do biometano e do gás natural para a Região Sudeste.	81
Tabela 6-10. Taxas da produção de biometano com vinhaça.	82
Tabela 6-11. Propriedades físicas da vinhaça <i>in natura</i> e concentrada.	86
Tabela 6-12. Quantidade de água a evaporar por m ³ de V _{4°Bx} , para atingir diferentes graus de concentração.	88
Tabela 6-13. Parâmetros termodinâmicos do ciclo de cogeração do Cenário 1.	90
Tabela 6-14. Consumo de diesel na fertirrigação com vinhaça concentrada e <i>in natura</i>	93
Tabela 6-15. Fatores de emissão de caldeiras de gás.	94

Tabela 6-16. Cálculo das emissões de NO _x no Cenário 1	95
Tabela 6-17. Inventário da frota agrícola e de transporte de cana de duas usinas do Estado de São Paulo.	101
Tabela 6-18. Capacidade dos compressores de biometano comerciais.	104
Tabela 6-19. Aproveitamento do potencial de biometano de vinhaça, utilizando diferentes tecnologias de motor a GNV.	106
Tabela 6-20. Unidades sucroenergéticas na Microrregião de Ribeirão Preto, suas respectivas distâncias com relação à rede de gás natural, sua capacidade de produção de etanol e seu potencial de biometano.	109
Tabela 6-21. Modelos de reboque para o transporte de GNC	113
Tabela 6-22. Número de cavalos mecânicos e de carretas necessários para o abastecimento contínuo, dependendo da capacidade do empreendimento de produção de biometano (em Nm ³ /h) e da distância de transporte rodoviário (em km). Aparecem em azul os casos encontrados na Microrregião de Ribeirão Preto.	113
Tabela 6-23. Diâmetro do gasoduto (em polegadas), dependendo da capacidade do empreendimento de produção de biometano (em Nm ³ /h) e da distância de transporte (em km). Aparecem em azul os casos encontrados na Microrregião de Ribeirão Preto.	115
Tabela 6-24. Caracterização da frota de ônibus urbano da cidade de Ribeirão Preto.	123
Tabela 7-1. Resumo de resultados de emissões de GEE nos distintos cenários em kgCO ₂ eq/m ³ vinhaça.	133
Tabela 7-2. Fatores médios de emissão de SO ₂ para distintos tipos de termoeletricas.	140
Tabela 8-1. Custos de um sistema de produção de biogás combustível a partir de vinhaça. .	149
Tabela 8-2. Custos de um sistema de produção de biometano (Resolução ANP n° 8/2015) a partir de vinhaça.	149
Tabela 8-3. Custos de um sistema de produção de biometano comprimido até 250 bar.	149
Tabela 8-4. Quadro comparativo do custo de produção do biogás e biometano de vinhaça com os preços dos combustíveis aplicados ao consumidor.	150
Tabela 8-5. Custos no Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça.	151
Tabela 8-6. Receitas no Cenário 1.	151
Tabela 8-7. Custos do Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto.	153
Tabela 8-8. Custos de geração de eletricidade com biogás a partir de vinhaça.	153
Tabela 8-9. Receitas no Cenário 2.	154
Tabela 8-10. Custos no Cenário 3: Uso veicular na frota da usina.	155
Tabela 8-11. Receitas no Cenário 3.	156
Tabela 8-12. Custos do transporte rodoviário.	157

Tabela 8-13. Custos do Cenário 4: Injeção na rede de gás natural com transporte rodoviário a 20 km.....	158
Tabela 8-14. Custos da injeção na rede de gás natural usando transporte por gasoduto.	159
Tabela 8-15. Receitas no Cenário 4 com a injeção de biometano na rede de gás natural.	160
Tabela 8-16. Preços praticados para o gás natural segundo o comprador.	161
Tabela 8-17. Comparação dos indicadores econômicos nos diferentes cenários.	163

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRINSTAL	Associação Brasileira pela Conformidade e Eficiência de Instalações
ACV	Avaliação de Ciclo de Vida
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APE	Autoprodução de Energia
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BMP	<i>Biochemical Methane Potential</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CBIO	Créditos de Descarbonização por Biocombustíveis
CEC	<i>California Energy Commission</i>
CEGAS	Companhia de Gás do Ceará
CER	<i>Certificate Emission Reduction</i>
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CIP	<i>Clean-in-Place</i>
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CONSEMA	Conselho Estadual de Meio Ambiente
CONTRAN	Conselho Nacional de Trânsito
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRM	Conjuntos de Regulagem e Medição
CTBE	Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
CV	Cavalo-vapor
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
dff	<i>dual-fuel</i>
DQO	Demanda Química de Oxigênio
ECP	Estação de Controle de Pressão

EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EMEP/EEA	<i>Monitoring and Evaluation Programme/European Economic Area</i>
EO	Estações de Odorização
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETC	Estação de Transferência de Custódia
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
GASBOL	Gasoduto Bolívia Brasil
GBIO	Grupo de Pesquisa em Bioenergia
GEE	Gases de Efeito Estufa
GEF	<i>Global Environment Facility</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC	<i>Internal Circulation Reactor</i>
ICGEB	Intensidade de Carbono na Geração Elétrica Brasileira
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEE-USP	Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IW	Índice de Wobbe
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MME	Ministério de Minas e Energia
MMA	Ministério de Meio Ambiente
MP	Material Particulado
OC	Observatório do Clima
OMS	Organização Mundial da Saúde
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior

PE	Estado de Pernambuco
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
pH	Potencial Hidrogeniônico
PIE	Produção Independente de Energia
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
Proálcool	Programa Nacional do Alcool
PVC	Policloreto de Vinila
RCGI	<i>Research Centre for Gas Innovation</i>
RenovaBio	Política Nacional de Biocombustíveis
RJ	Estado de Rio de Janeiro
SABESP	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SAPCANA	Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira
SEEG	Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Secretaria de Meio Ambiente
SP	Estado de São Paulo
ST	Sólidos Totais
SUCRE	<i>Sugarcane Renewable Electricity</i>
TASTE	<i>Thermally Accelerated Short Time Evaporator</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UASB	<i>Upflow Anaerobic Sludge Blanket</i>
UNICA	União da Indústria de Cana-de-açúcar
USEPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
UTE	Usina Termoelétrica
VLP	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
μS	Microsiemens
2G	Segunda geração
CH_4	Metano
cm	Centímetro
CO_2	Dióxido de Carbono
cP	Centipoise
g	Grama
GW	Giga watt
h	Hora
H_2O	Água
H_2S	Sulfeto de hidrogênio
H_2SO_4	Ácido sulfúrico
h_L	Entalpia específica da água saturada
HS^-	Ácido sulfídrico
h_v	Entalpia específica do vapor saturado
$h_x,$	Entalpia específica do vapor no ponto x
K	Grau Kelvin
$\text{kgCO}_{2\text{eq}}$	Quilograma de dióxido de carbono equivalente
kJ	Kilojoule
km	Quilometro
kV	Quilovolt
kWe	Quilowatt elétrico
kWh	Quilowatt hora
L ou l	Litro
M	Massa molecular
m^3	Metros cúbicos
mg	Miligramma
MJ	Megajoule
mm	Milímetros
MMBtu	Milhão de BTU

MP	Material Particulado
MPa	Megapascal
Mt	Milhões de toneladas
MVA	Mega Volt-ampere
MW	Megawatt
N ₂ O	Óxido nitroso
NaOH	Hidróxido de sódio
Nm ³	Normal metro cúbico
NO _x	Nitróxidos
O ₂	Oxigénio
O ₃	Ozônio
°Bx	Grau brix
°C	Grau centígrado
OH ⁻	Hidroxila
ppm	Partes por milhão
R\$	Reais
S ₀	Enxofre elementar
s ₄	Entropia específica do vapor no ponto 4
s _L	Entropia específica da água saturada
SO ₂	Dióxido de enxofre
SO ₃	Trióxido de enxofre
SO _x	Óxidos de enxofre
sv	Entropia específica do vapor saturado
TWh	Terawatt hora
US\$	Dólar estado-unidense
V _{20°Bx}	Vinhaça de vinte graus brix
V _{4°Bx}	Vinhaça de quatro graus brix
VS	<i>Versus</i>
W	Watt
x _{4iso}	Título isentrópico do vapor no ponto 4
η _c	Rendimento térmico da caldeira
η _e	Rendimento elétrico
η _t	Rendimento térmico

1 INTRODUÇÃO

O cultivo de cana-de-açúcar (*Saccharum officinarum* L.) no Brasil remonta à época colonial, mas foi com a crise do petróleo da década de 1970 que o etanol produzido a partir dessa gramínea de origem asiática converteu-se em produto nacional estratégico. Em 1975 foi instituído o Programa Nacional do Álcool (Proálcool) e, nos anos 1980, o governo investiu em usinas, destilarias e fábricas de automóveis para realizar a expansão do uso do etanol (GOLDEMBERG & LUCON, 2008). Um dos incentivos do Proálcool consistiu no estabelecimento de níveis no teor de etanol anidro na gasolina até 25%, e outro foi a imposição de que o preço do etanol hidratado deveria ser menor do que o da gasolina. Quanto ao setor automobilístico, incentivou-se, por meio da redução de impostos, a venda de carros exclusivamente movidos a álcool (E100¹). Todos esses incentivos tiveram como resultado o incremento na produção de etanol no início da década de 80.

Durante o ano de 1985, os preços do petróleo caíram e houve uma recuperação dos preços do açúcar, e em 1986 o governo federal reduziu os incentivos para a agroindústria canavieira. Diante disso os empresários preferiram produzir açúcar para exportação ao invés de etanol, dando lugar ao que se chamou de crise do álcool. Em 1989 aconteceram descontinuidades no abastecimento de etanol, afetando seriamente a confiança do consumidor, o que provocou a queda nas vendas dos carros E100. Por outro lado, a indústria automobilística, no contexto da globalização, não tinha mais interesse em produzir motores exclusivos a etanol, que somente eram usados no Brasil. O ponto de inflexão dessa queda ocorreu em 2003, quando houve o lançamento dos veículos flexíveis (“flex”)² e, por consequência, o consumo de etanol hidratado voltou a crescer.

A produção de etanol cresceu de 0,6 milhões de m³ no ano de 1975 (GOLDEMBERG & LUCON, 2008) a mais de 30 milhões de m³ no ano de 2016 (UNICA, 2018). Atualmente, o etanol anidro é usado no Brasil como um aditivo para a gasolina na proporção de 20% (E20) a 27% (E27). Por outro lado, o etanol hidratado é destinado a veículos flex, que funcionam com qualquer proporção de gasolina e etanol.

Dessa forma, o Brasil se converteu em uma referência mundial no uso de biocombustíveis. Geograficamente, metade da produção nacional de etanol se concentra no Estado de São Paulo, com 13 milhões de m³ (UNICA, 2018). No interior desse Estado, a região

¹ A nomenclatura E100 refere-se à proporção de etanol no combustível, neste caso 100% de etanol. No caso de E20 seria 20% de etanol.

² Veículos “flex” são aqueles cujo motor pode funcionar com qualquer proporção de gasolina e etanol.

de Ribeirão Preto se destaca por possuir um setor sucroenergético consolidado e altamente produtivo. Os fatores que converteram Ribeirão Preto em uma referência nacional para o setor foram o solo fértil para o cultivo da cana-de-açúcar, a posição geográfica privilegiada, a desenvolvida malha rodoviária e ferroviária, assim como a existência de centros de pesquisa e universidades focados no aprimoramento da tecnologia e na formação de mão de obra qualificada (COSTA, 2011).

Descrevendo brevemente a fabricação do etanol, as etapas iniciais (até a filtração) são basicamente as mesmas da produção de açúcar. Após o corte da cana, é fundamental realizar prontamente seu transporte para a usina e seu processamento, pois sua armazenagem produz perdas de sacarose. Quando a cana chega à usina, é extraído o caldo por moenda ou difusão. A maioria das usinas utiliza moenda, onde rolos esmagam a cana extraíndo o caldo rico em sacarose, separando-o da fibra, chamada de bagaço. Outra opção para a extração do caldo é a difusão, que consiste em lavar sucessivamente com água quente a cana picada e desfibrada. Em qualquer um dos casos, o caldo obtido pode ser destinado tanto à produção de açúcar como à de etanol.

No caso da produção de açúcar, o caldo é tratado quimicamente e filtrado para a eliminação de impurezas, gerando um resíduo chamado de torta de filtro, que é aproveitado como adubo na plantação de cana. O caldo purificado é concentrado em evaporadores e cozedores e, posteriormente, centrifugado para conseguir a cristalização da sacarose. Dessa etapa se obtém outro resíduo, chamado de melaço, uma solução com elevado teor de açúcares que, mediante fermentação, pode ser utilizado como matéria-prima para a produção do etanol.

Dessa forma, a produção de etanol de cana-de-açúcar pode vir da fermentação tanto do caldo quanto de misturas de caldo e melaço. A essa solução açucarada, chamada de mosto, adicionam-se leveduras (fungos unicelulares da espécie *Saccharomyces cerevisiae*) para sua fermentação, dando origem ao vinho que possui uma concentração de 7% a 10% de etanol. Após a fermentação, as leveduras são recuperadas geralmente por centrifugação e são tratadas para novo uso, enquanto o vinho é enviado para as colunas de destilação. Na destilação, o etanol é obtido em forma hidratada, com aproximadamente 96% de etanol em volume e 4% de água. O etanol hidratado pode ser o produto final ou pode ser desidratado por meio de destilação extrativa (usando metil-etileno glicol) ou de uma peneira molecular (pelo processo de adsorção em colunas com um zeólito), obtendo-se o etanol anidro com aproximadamente 99,7% de etanol em volume (BNDES, 2008). No fluxograma da Figura 1-1 é apresentado o processo da produção de açúcar e álcool a partir da cana-de-açúcar.

Figura 1-1. Fluxograma do processo. Fonte: Adaptado de Seabra (2008).

O bagaço de cana, que é o resíduo sólido da extração do caldo, é utilizado em sistemas combinados de aquecimento e geração de eletricidade (cogeração) para fornecer energia térmica e eletromecânica dentro das usinas. Em muitos casos, o bagaço também é utilizado para gerar eletricidade excedente para venda. Em janeiro de 2019, no Brasil, havia 407 sistemas de cogeração utilizando bagaço de cana registrados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com uma capacidade instalada total de 11,4 GW (ANEEL, 2019).

Outro resíduo da produção do etanol é a vinhaça, principal subproduto em volume resultante da destilação do vinho. As destilarias brasileiras produzem de 7 a 15 litros de vinhaça por litro de etanol dependendo do porte da instalação e da tecnologia empregada, sendo as menores e mais antigas as que apresentam maior geração de resíduo (ANA, 2009). O uso da vinhaça para fertirrigar os canaviais tem sido a solução empregada na destinação do enorme volume produzido. Dessa forma, pode-se aproveitar seu importante conteúdo em potássio e outros nutrientes, o que incrementa a produção de cana por hectare e reduz o consumo de fertilizantes. Ao mesmo tempo evita seu descarte em corpos hídricos com os decorrentes impactos ambientais (CORTEZ *et al.*, 1992). Por outro lado, essa prática pode causar salinização do solo e contaminação de aquíferos subterrâneos. Vários autores (HASSUDA, 1989; GLOEDEN, 1991; HIRATA *et al.*, 1991; LYRA *et al.*, 2003; SILVA *et al.*, 2007; e outros) discutiram o risco da contaminação do lençol freático com a prática da fertirrigação com a vinhaça.

A aplicação da vinhaça ao solo sem critérios de dosagem pode causar um desequilíbrio de nutrientes e gerar resultados diferentes dos esperados, visto que a dosagem adequada varia segundo o tipo de solo e as variedades de cana (GLÓRIA & ORLANDO FILHO, 1984). A partir do ano de 2006, no Estado de São Paulo, a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) passou a regular a aplicação de vinhaça no solo por meio da Norma P4.231/2005, que inclui uma metodologia para determinação do volume máximo de vinhaça aplicado ao solo de acordo com as características físico-químicas deste (CETESB, 2005). O estabelecimento dessa norma visa prevenir a acumulação de potássio nos solos e a contaminação do lençol freático.

Diante desse problema de acumulação, há uma necessidade de dispersão do potássio presente na vinhaça, que pode ser realizada por meio do emprego de concentradores, pois estes reduzem o volume de efluente e permitem ampliar o raio econômico de seu transporte (ELIA NETO & ZOTELLI, 2008). Além de potássio e outros sais, esse efluente das destilarias possui quantidades significativas de carga orgânica (CETESB, 1982) e seu uso atual *in natura* na fertirrigação, o transforma em uma potencial fonte de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) (BODDEY, 2009; PAREDES, 2011; OLIVEIRA, 2013; e CARMO *et al*, 2013) e de outros possíveis impactos no solo e nos corpos de água.

Para procurar soluções alternativas à gestão deste resíduo, foram feitos estudos comparativos dos tratamentos disponíveis da vinhaça, tais como o de Santa Cruz (2013), sobre as atuais formas de aproveitamento da vinhaça incluindo a biodigestão, e o realizado por Rocha (2009), que empregou uma Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)³ das alternativas existentes. Desses estudos, concluiu-se que a tecnologia de biodigestão anaeróbia da vinhaça possibilita a geração de biogás para aproveitamento energético e diminui o potencial poluidor desse resíduo. Na mesma linha se insere o mestrado do autor (POVEDA, 2015), no qual se abordaram algumas possibilidades de tratamento da vinhaça, entre elas a biodigestão. O presente trabalho é uma continuação dessa pesquisa.

A biodigestão da vinhaça já foi objeto de investimentos no passado, como o da Destilaria Central Jacques Richer, em Campos/RJ, com um biodigestor de 330 m³ que funcionou até 1982; e como o da Destilaria São João, que manteve em operação uma planta de biodigestão anaeróbia

³ Avaliação do Ciclo de Vida é um método, normatizado pela ISO 14.040, que permite avaliar o impacto ambiental de um sistema associado a um produto ou serviço no qual as etapas ou subsistemas de produção são considerados “do berço ao túmulo”. Assim, na avaliação devem ser incluídos as cargas ambientais dos insumos, dos coprodutos, do transporte, do uso e da destinação final do produto ou serviço.

de vinhaça até o final de 1997. Ainda, na Usina São Martinho, em Pradópolis/SP, encontra-se um exemplo de digestão anaeróbia da vinhaça em operação até os dias de hoje (2019).

Em tempos mais recentes foram realizados novos projetos, como o sistema de lagoa na Usina Ester em Cosmópolis/SP. A empresa OMNIS Biotechnology S.A. desenvolveu esse projeto de escala piloto com o financiamento da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), empresa de distribuição de energia do interior de São Paulo.

Outros projetos pilotos foram surgindo, como o da Cetrel que, em parceria com o Grupo JB, inaugurou em Vitória de Santo Antão/PE, em 2012, uma termoeletrica a partir de biogás de vinhaça de 0,85 MW_e com motogeradores (FALCÃO, 2012).

Em 2012 entrou em operação o empreendimento da empresa GEO-Energética, que tem 4 MW_e elétricos instalados em Tamboara, no Estado de Paraná, e que utiliza como combustível o biogás da codigestão de vinhaça com outros resíduos sólidos orgânicos recebidos da usina Copcana (GEO-ENERGÉTICA, 2019), e agora tem uma planta de produção de biometano.

A empresa Raízen iniciou em 2018 a construção da usina UTE Bonfim/SP com 21 MW_e. Com investimento de cerca de R\$ 153 milhões (TEIXEIRA, 2018), foi a primeira movida a biogás a ser viabilizada em leilão de energia, no caso o A-5 de 2016. Assim, o começo de operação da usina está previsto para 2021.

No evento Agrishow 2019, em Ribeirão Preto/SP, foi apresentado um projeto para que os municípios de Presidente Prudente e Pirapozinho, no oeste do Estado de São Paulo, sejam os primeiros a serem abastecidos com biometano no Brasil. O gás será produzido pela Usina Cocal, em Narandiba/SP, e distribuído pela GasBrasiliiano. O investimento estimado é de R\$ 160 milhões, sendo R\$ 130 milhões da usina sucroenergética para a produção do combustível e R\$ 30 milhões da distribuidora para construir 65 quilômetros de rede. A unidade terá capacidade para ofertar mais de cinco vezes a demanda dos dois municípios de acordo com a GasBrasiliiano, e o biometano irá atender indústrias, comércios, residências e veículos leves e pesados dos municípios (AGÊNCIA ESTADO, 2019).

Sem dúvida, há grande expectativa sobre a inserção do biogás de vinhaça na matriz energética do Estado de São Paulo e, assim, o assunto merece ser analisado com rigor científico e em todos os seus aspectos, inclusive o ambiental. Dessa forma, este trabalho pretende contribuir com uma análise abrangente das diferentes possibilidades para o aproveitamento dessa tecnologia. O capítulo seguinte, que versa sobre Objetivos e Hipóteses, explana os pontos principais a que se pretende chegar com a realização deste trabalho e as hipóteses a serem confirmadas ou refutadas pelo desenvolvimento da pesquisa.

2 OBJETIVOS E HIPÓTESES

O **objetivo geral** deste trabalho é avaliar as possibilidades de integração do biogás de vinhaça na matriz energética do Estado de São Paulo, buscando averiguar quais são os usos finais do biogás com viabilidade técnica e com melhor desempenho ambiental e econômico.

Com esse objetivo geral, o presente estudo pretende dialogar e contribuir com outros projetos de pesquisa em andamento, como o Projeto 27 do *Research Centre for Gas Innovation - RCGI*, intitulado “As perspectivas de contribuição do biometano para aumentar a oferta de gás natural” (Projeto FAPESP 14/50279-4), no que tange, por exemplo, à análise das perspectivas, benefícios e barreiras potenciais do uso de biometano de vinhaça na matriz energética do Estado de São Paulo.

Ao mesmo tempo, esse objetivo geral se enquadra dentro dos propósitos do Programa Paulista de Biogás, instituído pelo Decreto Estadual nº 58.659, publicado em 4 de dezembro de 2012, que visa incentivar e ampliar a participação de energias renováveis na matriz energética do Estado de São Paulo, por meio das externalidades⁴ positivas da geração de gases combustíveis provenientes de biomassa. O Programa Paulista de Biogás prevê o estabelecimento de um percentual mínimo de adição de biometano ao gás canalizado comercializado no Estado de São Paulo e, nesse mesmo sentido, esta pesquisa pretende dar um embasamento técnico e científico para contribuir na determinação desse percentual, considerando o potencial do uso da vinhaça como matéria-prima para produção de biometano.

Concomitantemente, este trabalho visa contribuir com a aplicação da Lei Federal nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), a qual estabelece as regras para concessão de Créditos de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIO) aos produtores. Por isso, este trabalho avalia os benefícios que traria aos produtores a precificação da tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq) evitada com a biodigestão da vinhaça e a geração de biogás.

De forma mais abrangente, este trabalho tem como meta propor soluções que contribuam para o cumprimento, por parte do Brasil, do Acordo de Paris, firmado em dezembro de 2015, no qual os países se comprometem a envidar esforços para evitar que o aumento da temperatura global ultrapasse 1,5°C. Nesse Acordo, o Brasil se comprometeu com a meta de redução de emissões de GEE em 37% até 2025 e em 43% até 2030, tendo como referência as

⁴ Externalidades são os efeitos sociais, econômicos e ambientais indiretamente causados pela venda de um produto ou serviço.

emissões registradas no ano de 2005 (MMA, 2019). Considerando que em 2005 o Brasil emitiu 2.969 milhões de tCO₂eq (GWP AR5)⁵, em 2025 deverá emitir o máximo de 1.870 milhões de tCO₂eq (SEEG, 2019). Em 2017, Brasil emitiu 2.071 milhões de tCO₂eq (SEEG, 2019), havendo reduzido 30% suas emissões desde 2005. Para continuar com essa redução e dar cumprimento às metas de descarbonização, serão necessários investimentos em energias renováveis, especialmente em empreendimentos com pequeno porte e de energia distribuída que permitam sua rápida inserção na matriz energética.

Os **objetivos específicos** são os seguintes:

I. Averiguar, por meio de uma análise multicritério, o melhor uso final do biogás produzido em uma usina de características médias no Estado de São Paulo, particularizando essa análise para as usinas localizadas na Microrregião de Ribeirão Preto.

II. Comparar diferentes rotas tecnológicas de produção e de uso de biogás a partir de vinhaça. Os usos finais do biogás considerados no presente trabalho são cinco:

1. Combustão conjunta do biogás com bagaço para cogeração de eletricidade e de energia térmica destinada à concentração da vinhaça;
2. Produção de energia elétrica com motor ciclo Otto;
3. Uso veicular na frota da usina;
4. Injeção de biometano na rede de gás natural;
5. Substituição de combustíveis na matriz energética local.

III. Determinar de que maneira a localização da usina influencia na viabilidade técnico-econômica e nos impactos ambientais de produção e uso do biometano. São consideradas as diferentes modalidades de transporte de gás disponíveis:

1. Transporte rodoviário;
2. Gasoduto.

⁵ Existem duas abordagens principais para determinação do carbono equivalente: o GWP (Global Warming Potential) e o GTP (Global Temperature Change Potential). O primeiro considera a influência dos gases na alteração do balanço energético da Terra e, o segundo, a influência no aumento de temperatura. Ambos são medidos para um prazo de 100 anos, sendo mais comumente utilizado o GWP. AR5 se refere ao 5º relatório do IPCC (SEEG, 2019).

IV. Desenvolver uma metodologia para determinar quais usinas possuem maior potencial para instalação de unidades processadoras de vinhaça com recuperação energética.

V. Fornecer embasamento técnico-científico para estabelecer um percentual mínimo de adição de biometano ao gás canalizado comercializado no Estado de São Paulo, utilizando a vinhaça como matéria-prima para produção de biometano.

VI. Investigar quais os entraves técnicos, econômicos e ambientais para a implantação de sistemas de produção de biogás de vinhaça em larga escala, bem como indicar as possíveis soluções apropriadas para superar essas barreiras.

Este trabalho, ainda, busca testar a veracidade das seguintes **hipóteses**:

1. Quando considerados os aspectos ambientais e econômicos, o uso de biogás da vinhaça como fonte de energia é vantajoso se comparado ao consumo de combustíveis fósseis aos quais pode substituir;
2. A escolha adequada do uso final do biogás de vinhaça depende da localização da usina em relação à infraestrutura existente e aos centros consumidores de energia;
3. Devido à relação entre a localização das usinas com a infraestrutura e os centros de demanda, verificam-se vantagens técnicas, econômicas e ambientais relativas aos usos finais do biogás dentro da usina produtora da vinhaça, quando se compara com as alternativas de emprego fora dela.

A seguir, no Capítulo 3, discorre-se sobre a Originalidade, a partir de uma breve revisão bibliográfica, sendo explicadas as diferenças com os estudos precedentes e a contribuição do presente trabalho.

3 ORIGINALIDADE

A viabilidade da biodigestão anaeróbica da vinhaça para produzir biogás vem sendo pesquisada no Brasil há mais de 30 anos. Destacam-se alguns pioneiros, como Campos (1981) e Souza *et al.* (1992), que realizaram experiências piloto bem-sucedidas dessa tecnologia. Aprofundando no conhecimento teórico, o estudo de Pinto (1999) detalhou o funcionamento da biodigestão da vinhaça, calculou seu balanço energético e indicou alternativas para o aproveitamento do biogás.

As alternativas de uso do biogás foram estudadas por diversos autores, como Barbeli (1998), que estudou o uso do biometano de vinhaça como combustível para as frotas das usinas, e como Salomon (2007), que avaliou a viabilidade técnico-econômica e ambiental da utilização do biogás de vinhaça na geração de eletricidade. Da mesma forma, Nogueira *et al.* (2015), Bernal *et al.* (2017) e Fuess & Zaiat (2018) mostraram os benefícios ambientais e econômicos da produção de energia elétrica a partir do biogás de vinhaça. Longati *et al.* (2017) realizou uma ACV da produção de biogás de vinhaça e seu uso para geração elétrica, para combustão na caldeira das usinas e para substituição do diesel nas operações agrícolas. Outro estudo que comparou alternativas para o uso do biogás foi o realizado por Perecin (2018), que confrontou a geração de eletricidade com a produção de biometano.

Buscando conhecer o potencial energético disponível na vinhaça, Janke *et al.* (2014 e 2015) mediu o potencial bioquímico de biometano desse resíduo e, além disso, elencou os desafios para o desenvolvimento desse potencial em larga escala. Paralelamente, Moraes *et al.* (2014 e 2015) revisou o contexto da digestão anaeróbia na produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil, descreveu os principais obstáculos para a implantação dessa tecnologia e comparou alternativas para o uso do biogás. Tanto estes como aqueles autores concluíram que a biodigestão anaeróbica da vinhaça apresenta vantagens ambientais e energéticas.

Como mencionado na Introdução, o presente trabalho é uma continuação da pesquisa realizada durante o mestrado do autor (POVEDA, 2015), onde foram analisados diversos tratamentos da vinhaça com vistas à melhora da sustentabilidade do aproveitamento desse resíduo. Dessa maneira, este trabalho tem o intuito de aprofundar essa pesquisa e de abordar questões não abrangidas anteriormente, dada a complexidade e extensão do assunto. Nesse sentido, no referido trabalho anterior, não foi avaliada a possibilidade de uso do biogás como fonte calorífica para concentrar a vinhaça biodigerida, cenário considerado no presente estudo. Devido aos recentes investimentos na geração de eletricidade a partir de biogás de vinhaça com motores ciclo Otto, optou-se por incluir novamente o estudo desse cenário, desta vez

utilizando na análise de viabilidade econômica o preço do MWh_e estabelecido no leilão A-5 de 2016. Ante o surgimento no Brasil de novas experiências piloto e de avanços tecnológicos no uso de gás em automação, foi reavaliado o cenário de uso veicular do biometano de vinhaça na frota das usinas. Em vista das expectativas da sociedade quanto à viabilidade da injeção do biometano na rede de gás natural e considerando também a recente criação de marcos normativos⁶ para regular essa possibilidade, incluiu-se um cenário para analisar sua viabilidade técnica, econômica e ambiental. Outra inovação com relação ao trabalho anterior foi acrescentar a pesquisa sobre a substituição de combustíveis fósseis por biometano na matriz energética regional em que as usinas estão inseridas.

Por meio de uma avaliação abrangente e sistêmica dos processos de produção e consumo de biogás de vinhaça, testou-se a hipótese de que as particularidades regionais impactam decisivamente na viabilidade da sua produção e na escolha do seu uso final. Para realizar essa avaliação foram utilizadas informações georreferenciadas do Estado de São Paulo e da Microrregião de Ribeirão Preto/SP, aplicando análise multicritério no processo de decisão.

O modelo de análise geoespacial aqui desenvolvido pode contribuir na determinação de locais com potencial para a instalação de unidades processadoras de vinhaça, assim como na criação de um método que permita conhecer o melhor uso do biogás considerando a localização das usinas sucroenergéticas.

Quanto à escolha por Ribeirão Preto, esta se justifica por ser uma região com consolidada tradição sucroalcooleira. Devido às suas características naturais de solo e clima, alcançam-se índices de produtividade agrícola dos mais elevados do país e, em concordância com esse potencial, na região há uma importante concentração de usinas. Inclusive, há na região unidades consideradas como exemplo dentro do setor, como é o caso da usina São Martinho, maior usina de cana-de-açúcar do mundo e que já possui um reator de vinhaça em funcionamento.

Como consequência dessa atividade industrial, a região é uma das mais ricas do Estado de São Paulo, apresentando um Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de 0,800, considerado elevado no país, sendo o 22º maior do Estado (IBGE, 2019). A cidade de Ribeirão Preto, chamada de “Califórnia Brasileira” por sua prosperidade, centraliza uma rede de infraestrutura significativa, dispondo de rede de gás natural, o que é fundamental para a análise desenvolvida no presente trabalho. Como parte dessa infraestrutura, deve-se considerar também a existência na região de mão de obra qualificada, bem como a presença de centros de pesquisa

⁶ Resolução Normativa nº 8/2015 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e a Deliberação nº 744/2017 da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP.

e ensino de ciência agrônoma e de produção focados em atender o setor sucroalcooleiro. Assim, por todos esses fatores, entende-se que a região de Ribeirão Preto é onde se encontram “as maçãs mais baixas a serem colhidas”. Utilizando-se essa expressão, busca-se ilustrar que esse é o lugar onde possivelmente se tenha maior facilidade e probabilidade de sucesso na introdução de uma tecnologia incipiente, como é a geração de biogás com vinhaça em escala comercial.

Por fim, pode-se dizer sucintamente que a originalidade do presente estudo reside em considerar a localização das usinas e as características do seu entorno (infraestrutura, matriz de demanda energética e meio ambiente regional) na análise de viabilidade da produção e do uso final do biogás de vinhaça.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Para realizar o presente trabalho, foram estudados alguns dos parâmetros de produção que caracterizam as usinas do Brasil, do Estado de São Paulo e da Microrregião de Ribeirão Preto, tais como: capacidade de moagem (t/ano), tipo de produção (açúcar, etanol ou mista de açúcar e álcool); tempo de operação por safra (dias/ano); produção de etanol (m³); produção de vinhaça (m³); produção de carga orgânica no efluente (kg DQO); consumo de diesel na operação industrial e agrícola (L), geração de eletricidade (MWh/ano); tipo de produção de eletricidade (Autoprodução de Energia ou Produção Independente de Energia); conexão à rede elétrica interligada (SIN); entre outros parâmetros. A partir dessas informações, foi criada uma usina fictícia com características representativas do setor, chamada aqui de “Usina Média”. O levantamento de dados para caracterizar essa usina representativa, foi feito por meio da consulta de fontes oficiais, setoriais e bibliográficas.

Uma vez conhecidas as características de uma “Usina Média”, foi possível dimensionar um sistema de tratamento de vinhaça para a produção de biogás/biometano. Para caracterizar esse sistema, foram coletados dados sobre biodigestores de vinhaça e equipamentos de tratamento do biogás, durante visitas técnicas a projetos piloto e a projetos de porte comercial. Também foram levantadas informações sobre os possíveis usos do biogás e sobre o estado da arte da tecnologia para seu tratamento, por meio de revisão bibliográfica e de entrevistas aos principais fornecedores de equipamentos de purificação, *upgrading*, compressão e transporte de biogás presentes no Brasil.

Foram definidos e descritos seis cenários: o primeiro, de referência ou Cenário 0 (*Business as usual*), no qual se considera o uso da vinhaça *in natura* em fertirrigação, sem tratamento nem produção de biogás; os outros cinco cenários, foram definidos pelo uso final do biogás:

1. Cogeração com turbina e concentração de vinhaça;
2. Produção de eletricidade com ciclo Otto;
3. Substituição do diesel na frota da usina;
4. Injeção na rede de gás natural;
5. Uso na matriz energética local.

Esses cenários foram selecionados buscando atender a demanda do setor e os questionamentos mais recorrentes presentes nos fóruns especializados. É importante ressaltar

que essas alternativas não esgotam as possibilidades de uso final do biogás de vinhaça, mas representam as tecnologias de aproveitamento energético desse biocombustível mais discutidas e desenvolvidas até o momento.

Para a descrição de cada cenário, a respectiva rota tecnológica foi representada esquematicamente, definindo-se os elementos que as compõem e estabelecendo as premissas básicas e os limites dos sistemas. Para cada cenário, foram inventariados e calculados os fluxos de insumos de matéria e energia que atravessam a fronteira dos sistemas (APÊNDICE A), permitindo a modelagem das tecnologias de uso final do biogás. Os dados desse inventário foram levantados por meio de entrevistas com especialistas do setor sucroenergético, visitas técnicas, consultas a fontes oficiais e de uma abrangente revisão bibliográfica de publicações científicas e de jornais especializados.

Para cada um dos cenários foram calculados diferentes indicadores quantitativos de balanço energético, de contaminação ambiental e de viabilidade econômica. Os indicadores energéticos e ambientais foram selecionados considerando: 1) a relação entre as emissões de poluentes atmosféricos e o consumo de combustíveis; 2) a saturação da bacia aérea local com esses poluentes; e 3) as metas da redução de emissões de GEE. Calcularam-se os balanços energéticos de cada cenário, especificando a origem fóssil ou renovável da energia consumida ou substituída. A partir do balanço energético de cada cenário, foram estimadas as respectivas emissões atmosféricas e também as emissões evitadas com a substituição de combustíveis fósseis por biogás de vinhaça na matriz energética.

Um fator determinante na seleção de indicadores é a disponibilidade de dados para realizar a estimativa do seu valor. Desta maneira, foram selecionados como indicadores de contaminação ambiental os principais poluentes atmosféricos primários⁷, os quais são monitorados pela CETESB e possuem limites de emissão e concentração regulamentados pela legislação vigente, assim como uma vasta bibliografia versando sobre seu controle.

No começo da realização desta pesquisa, cogitou-se utilizar o método de ACV, método este que permite avaliar o impacto de um sistema associado a um produto ou serviço, ao considerar as etapas ou subsistemas de produção “do berço ao túmulo”. Assim, para a realização desse método, devem ser incluídas na avaliação as cargas ambientais dos insumos, dos

⁷ Os poluentes atmosféricos são geralmente classificados como primários ou secundários. Poluentes primários são os contaminantes diretamente emitidos das fontes ao ambiente, como no caso dos gases dos automóveis (monóxido de carbono, fuligem, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre, hidrocarbonetos, aldeídos e outros). Já os poluentes secundários resultam de reações dos poluentes primários com substâncias presentes na camada baixa da atmosfera a partir das frações da radiação solar, como, por exemplo, a decomposição de óxidos de nitrogênio pela radiação ultravioleta oriunda do sol resultando na formação de ozônio e nitratos de peroxiacetila.

coprodutos, do transporte, do uso e da destinação final do produto ou serviço. Não obstante, ante a falta de dados e ante as incertezas associadas aos sistemas analisados, com poucas instalações de porte comercial operativas no Brasil, assim como diante da excessiva abrangência e pouca especificidade dos resultados que seriam atingidos, resolveu-se limitar o estudo a alguns indicadores ambientais cujos dados são mais estudados e se encontram disponíveis em maior número na literatura. Apesar dessa limitação, o estudo contempla um indicador de poluição global, com o cálculo do balanço de emissões de GEE, e dois indicadores de poluição local, o NO_x e o SO_x .

No que diz respeito à viabilidade econômica, os distintos cenários foram avaliados por meio de indicadores clássicos. Para a estimativa desses indicadores, foi necessário o levantamento dos preços dos combustíveis e da eletricidade, bem como dos custos de instalação, operação e manutenção atrelados a cada processo. Os indicadores calculados para a avaliação econômica de cada cenário são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). No caso de detectada viabilidade econômica, pode ser calculado suplementarmente o *payback* do investimento. Para o cálculo destes indicadores é necessária a elaboração do fluxo de caixa⁸ das tecnologias propostas no estudo. O objetivo principal dos indicadores econômicos é auxiliar na decisão de alocação de recursos financeiros em uma determinada tecnologia. Esses indicadores são conceituados a seguir:

- a) **Valor Presente Líquido (VPL):** O valor presente líquido relaciona o custo inicial de investimento (FC_0) de um projeto com seus fluxos de caixa futuros (FC_j) descontados por uma taxa (taxa de juros). Quando o $\text{VPL} > 0$, isso é um indicativo de que o investimento no projeto poderá dar rentabilidade ao investidor, sendo a quantia do lucro o próprio VPL em valores absolutos.

$$\text{VPL} = \sum_{j=0}^n \frac{\text{FC}_j}{(1+i)^j} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

⁸ O fluxo de caixa resume as entradas (receitas) e saídas (custos) de capital ao longo da vida útil de um projeto.

Símbolo	Significado	Valor
FC_0	Custo inicial de investimento	R\$
FC_j	Entradas (receitas) e saídas (custos) previstas para cada período futuro	R\$
i	Taxa de juros ou taxa de desconto	%
j	Período de tempo	anos
n	Vida útil do projeto	anos
Resultado		
VPL	Valor Presente Líquido	R\$

b) **Taxa Interna de Retorno (TIR):** Taxa de desconto (juros) que torna o Valor Presente Líquido do investimento igual a zero.

c) **Payback:** É o período de tempo necessário para recuperar o investimento inicial de um projeto, a partir do fluxo de caixa.

Os resultados oferecidos com o cálculo desses indicadores estão sujeitos a variações futuras uma vez que existem incertezas consideráveis, tais como a variação nos preços da energia, dos insumos e das taxas cambiais. O valor adotado para a vida útil dos projetos foi de 18 anos, sendo que, após esse período, os equipamentos não teriam valor residual.

O levantamento do preço e dos custos de operação e manutenção dos equipamentos foi realizado mediante uma revisão bibliográfica e uma pesquisa junto aos seguintes fabricantes e fornecedores: Citrotec⁹, L&M Engenharia¹⁰, Sotreq-Caterpillar¹¹, Paques *Environmental Technology* Shanghai Co. Ltd¹², DMT¹³, e Brasmetano Ind. Com. Ltda.¹⁴.

Seguindo essas considerações, selecionaram-se os indicadores, que aparecem na Tabela 4-1.

⁹ citrotec.com.br

¹⁰ lmengenharia.com.br

¹¹ sotreq.com.br

¹² br.paques.nl

¹³ dirkse-milieutechniek.com

¹⁴ brasmetano.com.br

Tabela 4-1. Indicadores utilizados.

Categoria de indicador	Indicador		Unidade de medida
Energético	Balanço Elétrico		kWh _e
	Balanço Térmico		kJ
	Consumo de energia fóssil		kJ
Ambiental	Emissões GEE	CO ₂ e CH ₄	kgCO ₂ eq
	Emissões de poluentes primários	NO _x , SO _x e MP	g
Econômico	Valor Presente Líquido (VPL)		R\$
	Taxa Interna de Retorno (TIR)		%
	<i>Payback</i>		Anos

Fonte: Autor.

Uma vez calculado o valor desses indicadores, os resultados obtidos foram integrados em tabelas e gráficos, visando comparar o desempenho ambiental e econômico dos cenários. Dessa maneira, a estratégia de pesquisa utilizada foi realizar uma síntese comparativa entre as rotas tecnológicas, considerando os diferentes indicadores selecionados.

As diferenças de desempenho detectadas são o foco da análise, tendo-se como meta descobrir os motivos que fazem com que as alternativas tecnológicas tenham impactos distintos e revelar os fatores ao longo da cadeia produtiva que geram essas diferenças. Em definitiva, a estratégia de pesquisa consiste em realizar descobertas a partir das diferenças e, no caso deste trabalho, por meio dessa comparação, buscou-se encontrar a alternativa de aplicação tecnológica mais desejável ambiental e economicamente.

Concluído o estudo para a “Usina Média” representativa, os resultados foram aplicados a usinas específicas da Microrregião de Ribeirão Preto/SP, considerando suas localizações particulares. Para isso, foi realizado o levantamento geoespacial das unidades, da sua produção de vinhaça e das infraestruturas que possibilitariam o aproveitamento energético do biogás. Esse levantamento incluiu gasodutos, rede de transporte e localização de núcleos de demanda de energia, tendo como resultado a criação de uma base de dados georreferenciados. Essa base de dados foi analisada por meio de um Sistema de Informação Geográfica (SIG).

Uma vez obtidas as informações geoespaciais da Microrregião de Ribeirão Preto/SP, foi possível conhecer a potencialidade das usinas da área para a instalação de empreendimentos de produção de biogás e realizar a comparação entre seus possíveis usos finais.

Para efetuar as análises geoespaciais foram utilizados os softwares ARCGIS, QGIS e Google Earth Pro. Vale indicar que, apesar de o estudo aqui proposto ser para uma região específica, os passos realizados neste geoprocessamento são passíveis de replicação em outras áreas.

Para obter essas informações georreferenciadas foram necessários os seguintes passos:

a) Levantamento e localização da produção de vinhaça e do potencial de biogás

Foram localizadas as destilarias e levantadas suas respectivas produções de vinhaça (Figura 4-1). O levantamento da capacidade de produção foi realizado consultando informações sobre as usinas publicados nos seus sites corporativos, nos estudos utilizados nos seus licenciamentos ambientais, em fontes setoriais como a União da Indústria de Cana-de-açúcar - UNICA e em fontes oficiais como o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Utilizando os dados de produção de vinhaça das usinas, foi estimado o potencial de geração de biogás. Para esse cálculo, foi aplicado um fator representativo de produção de biogás a partir de vinhaça, estabelecido considerando os resultados encontrados em experiências relatadas na bibliografia e nas visitas a biodigestores operativos no Estado de São Paulo.

Figura 4-1. Usinas e destilarias do Estado de São Paulo. Fonte: Secretaria de Energia de São Paulo (2010).

b) Levantamento e localização dos possíveis consumidores de biogás

Foram mapeados os centros regionais de consumo de energia e suas correspondentes matrizes energéticas, assim como identificadas as frotas de veículos que poderiam ser abastecidas com biometano, procurando quantificar a demanda de distintos combustíveis passíveis de substituição.

c) Levantamento das infraestruturas disponíveis

Foram compilados e processados mapas disponíveis sobre rodovias e gasodutos, inclusive informações georreferenciadas da rede de distribuição de gás natural fornecidas pela GasBrasiliano. Por meio dessas informações e da utilizando de um SIG, foi feita a medição das distâncias geométricas (em linha reta) e por rodovia entre as usinas e a rede de gás natural. Da mesma forma, foram estimadas essas distâncias também entre as usinas e o gasoduto de transporte “GASBOL”.

d) Levantamento das particularidades ambientais locais

Também foram compiladas informações sobre os usos do solo, as características geográficas, as áreas urbanas e as áreas com algum tipo de proteção ambiental. No caso estudado, foram considerados os índices de poluição atmosférica, especificamente as condições de saturação das bacias aéreas do Estado de São Paulo, de acordo com o Decreto Estadual 52.469/07.

g) Cruzamento de informações geográficas

As informações georreferenciadas, contendo os fatores descritos anteriormente, foram integradas e analisadas com a finalidade de fornecer conclusões sobre os usos do biogás de vinhaça mais adequados para a região, indicando a potencialidade das usinas para o fornecimento desse biocombustível (Figura 4-2).

Figura 4-2. Cruzamento de informações mediante geoprocessamento. Fonte: Adaptado de Infoescola (2010).

5 CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS DA REGIÃO

5.1 Produção de vinhaça

Na atualidade, o setor sucroenergético brasileiro se caracteriza pela comercialização de três produtos principalmente: açúcar, álcool e energia elétrica. Além desses, a partir da cana-de-açúcar, é possível produzir também aguardente, bioplástico, levedura, bagaço, entre outros. Neste trabalho, analisa-se a viabilidade da inserção, nessa lista de produtos, de um biocombustível gasoso: o biogás derivado do processamento da vinhaça, seja como combustível em sua forma enriquecida (biometano), seja como combustível intermediário para a produção de energia elétrica e/ou térmica.

Sabendo-se que a vinhaça é um coproduto das destilarias, então nas usinas em que não houver fabricação de etanol, não haverá possibilidade de produção de biogás de vinhaça. Na realidade brasileira, a maioria das usinas possui produção mista (Tabela 5-1), tal como indica o Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira (SAPCANA), base de dados do MAPA, que contém informações sobre os produtores, as cooperativas e as comercializadoras de produtos vinculados à produção canavieira. Em 2019, apenas 16 das 374 usinas cadastradas no Brasil declararam ter produção exclusiva de açúcar. Em contraste, 117 usinas declararam ter produção exclusiva de etanol e 226 declararam produção mista de açúcar e álcool. As usinas presentes no Estado de São Paulo e na Microrregião de Ribeirão Preto acompanham essa tendência, mantendo aproximadamente as proporções encontradas a nível nacional.

Tabela 5-1. Caracterização das usinas segundo sua produção: açúcar, etanol ou mista.

	Brasil		Estado de São Paulo		Microrregião de Ribeirão Preto	
	nº	%	nº	%	nº	%
Açúcar	16	4	6	4	1	8
Etanol	117	31	30	19	3	23
Mista	226	60	118	74	9	69
Sem declaração	15	4	6	4	0	0
Total	374	100	160	100	13	100

Fonte: MAPA (2019).

Assim, dado que mais de 90% das usinas possuem produção de etanol, pode-se deduzir que a produção da vinhaça é uma generalidade no setor. Ora, deve ser considerado que a maioria

das usinas são mistas, podendo variar a proporção de caldo destinada à produção de etanol, pela influência dos valores de mercado do açúcar e do álcool. Dessa maneira, o potencial de produção do biogás estará vinculado à proporção de caldo destinada à produção de etanol. Por outro lado, o melaço, subproduto da produção de açúcar, também é utilizado na produção de etanol nas usinas mistas, dando vinhaça como coproduto. A vinhaça proveniente da fermentação do melaço é consideravelmente mais rica em matéria orgânica e, portanto, possui maior potencial para a produção de biogás.

Em 2016, 157 destilarias estavam autorizadas pela ANP para operar no Estado de São Paulo (ANP, 2017). Somando as suas capacidades de produção de etanol hidratado (considerando a capacidade máxima de projeto dos equipamentos), chega-se no volume máximo de 93.859 m³/dia. Considerando 242 dias/ano de atividade na safra (CONAB, 2012), a produção anual no Estado de São Paulo poderia atingir 22.713.878 m³/ano. Esse resultado contrasta com a produção informada pela UNICA, de 15.000.000 m³/ano de etanol total (hidratado + anidro) na safra 2015/2016, o que significa que aproximadamente um terço da capacidade instalada permaneceu ociosa. Utilizando os dados da capacidade de produção, pode-se chegar às medidas de tendência central, mostradas na Tabela 5-2:

Tabela 5-2. Capacidade instalada frente à produção de álcool no Estado de São Paulo.

	Capacidade instalada 07/2016 ¹ (m ³ /dia)	Dados de Produção safra 2015/2016 ² (m ³ /dia)
Número de destilarias	157	157
Soma	93.859	61.983
Média	597,8	394,8
Mediana	500	-
Desvio Padrão	354,8	-

Fonte: 1. ANP (2017); 2. UNICA (2018).

Para facilitar a análise da distribuição da capacidade de produção das destilarias do Estado de São Paulo, foram representadas todas as unidades, em ordem crescente de capacidade, na Figura 5-1, a seguir. O gráfico mostra o significativo desvio da média, indicando que dentro do setor existem diferenças importantes no que tange ao porte do empreendimento.

Figura 5-1. Capacidade de produção de álcool hidratado das destilarias do Estado de São Paulo. Fonte de dados: ANP (2017).

No que diz respeito à geração de vinhaça e de carga orgânica na produção de etanol, no levantamento realizado por ELIA NETO & NAKAHODO (1995) em 28 usinas da Copersucar, identificou-se a produção de vinhaça de 10,85 L/L etanol, com uma carga orgânica potencial de cerca de 175 gDBO5/L etanol ou cerca de 288 gDQO/L etanol. A taxa de produção de vinhaça varia conforme o teor alcoólico do vinho e conforme a recuperação ou não do vapor injetado na coluna “A”.

Considerando essas variáveis, a taxa de produção de vinhaça é de 7 a 16 L/L etanol, podendo chegar até 18 L/L etanol, quando se incorpora a flegmaça¹⁵. Isso representa uma variação de até 150% na quantidade gerada de vinhaça, ainda que a tendência atual seja a sua diminuição para o valor de 12 L/L etanol, situação que é representativa da maioria das usinas (ANA, 2009).

Além da variabilidade na taxa vinhaça/etanol e na capacidade de produção, a composição da vinhaça varia significativamente entre as usinas e, dentro de uma usina, entre as bateladas. A variabilidade na composição e nas propriedades da vinhaça pode ser observada nos dados apresentados na Tabela 5-3, abaixo.

¹⁵ Flegma: Produto principal da destilação, sendo uma mistura hidroalcoólica impura, com teor alcoólico entre 45 e 50°GL.

Flegmaça: Resíduo aquoso da retificação do flegma isento de álcool.

Tabela 5-3. Caracterização físico-química da vinhaça, obtida de levantamentos realizados no Centro de Tecnologia Canavieira (CTC).

Descrição	Unidade	Valores Médios	Valores extremos	
			Mínimo	Máximo
Cálcio (CaO)	mg/L	863,9	71	2614,7
Cloreto	mg/L	-	480	2.300
Condutividade	µS/cm	6.553	3.780	12.500
DBO5	mg/L	11.331,1	5.879	75.330
DQO	mg/L	31.504,6	9.200	97.400
Ferro	mg/L	14,71	2	200
Fósforo total	mg/L	32,0	< 10	188
Levedura	% v/v	-	0,38	5,00
Magnésio (MgO)	mg/L	535,0	97	1.112,9
Manganês	mg/L	4,50	1	12
Nitrogênio total	mg/L	352,5	81,2	1.214,6
Nitrogênio amoniacal	mg/L	36,6	0,4	220,0
Nitrogênio nitrato	mg/L	< 0,8	< 0,1	4,2
Nitrogênio nitrito	mg/L	< 0,2	< 0,1	1,2
pH	-	4,8	3,50	4,90
Potássio total	mg/L	2.666,6	814	7.611,5
Resíduos sedimentáveis	mg/L	7,0	0,1	40
Sódio	mg/L	30,6	2,7	220
Sólidos Dissolvidos Fixos	mg/L	7.517,7	921	24.020
Sólidos Dissolvidos Totais	mg/L	24.520,4	1.509	45.630
Sólidos Dissolvidos Voláteis	mg/L	1.7004,3	588	29.325
Sólidos Suspensos Fixos	mg/L	< 327,8	< 20	2.350
Sólidos Suspensos Totais	mg/L	-	260	9.500
Sólidos Suspensos Voláteis	mg/L	4901,1	40	15.900
Sólidos Totais (ST)	mg/L	29.596,3	10.780	56.780
Sulfato	mg/L	861,2	92,3	3.363,5
Sulfito	mg/L	-	5	153
Temperatura	°C	-	65	110,5

Fonte: Elia Neto & Zotelli (2008).

Neste estudo, utiliza-se uma “Usina Média” como representativa das existentes no setor, sendo suas características utilizadas para a criação de cenários e, conseqüentemente, como ponto de partida para os cálculos realizados. As taxas e parâmetros de produção considerados e que caracterizam esta “Usina Média” aparecem na Tabela 5-4 e Tabela 5-5, respectivamente.

Tabela 5-4. Taxas de produção de vinhaça e carga orgânica da Usina Média.

Taxa	Unidade	Usina Média	Min	Max
Produção de vinhaça / Produção de etanol	m³ de vinhaça / m³ de etanol	12,00	7,00	18,00
Produção de carga orgânica / Produção de etanol	kg DQO / m³ de etanol	300,00	173,71	378,06
Produção de carga orgânica/ Produção de vinhaça	kg DQO / m³ de vinhaça	25,00	9,20	97,40

Fonte: ANA (2009).

Tabela 5-5. Parâmetros de produção da Usina Média.

Parâmetro (unidade)	Valor / hora	Valor / dia	Valor / ano	Fonte
Tempo de operação	5.808	242	0,66	CONAB, 2012
Produção de etanol (m³)	25	600	145.200	ANP, 2016
Produção de vinhaça (m³)	300	7.200	1.742.400	Calculado pelo autor
Produção de carga orgânica (kg DQO)	7.500	180.000	43.560.000	Calculado pelo autor

Na Microrregião de Ribeirão Preto foram consideradas 11 destilarias, para a quais foram levantadas suas capacidades declaradas de produção de etanol. Os dados mostram que, assim como no nível estadual, em Ribeirão Preto também há um significativo desvio da média, com diferenças importantes quanto ao porte do empreendimento.

Tabela 5-6. Comparação entre a capacidade de produção das destilarias da microrregião de Ribeirão Preto.

Usina	m³ álcool/ano	m³ vinhaça/h	m³ vinhaça/dia	m³ vinhaça/ano
Delos - (Lopes da Silva)	21.757	45	1.079	261.084
São Francisco - (UFRA)	43.397	90	2.152	520.764
Carolo (N. Sr. ^a Aparecida - BC Pontal)	46.930	97	2.327	563.160
Santa Inês	50.075	103	2.483	600.900
Bela Vista	109.152	226	5.412	1.309.824
Santo Antônio	113.120	234	5.609	1.357.440
Bazan	121.441	251	6.022	1.457.292
Usina Média	145.200	300	7.200	1.742.400
Moreno	150.159	310	7.446	1.801.908
Da Pedra	216.771	448	10.749	2.601.252
Biosev - Unidade Santa Elisa	270.146	558	13.396	3.241.752
São Martinho - Matriz	286.340	592	14.199	3.436.080

Fonte da produção de etanol: Informação publicada pelas usinas.

Fonte da produção de vinhaça: Cálculos do autor utilizando as taxas e parâmetros de produção considerados na Tabela 5-4 e na Tabela 5-5.

É importante mencionar que o biogás pode ser produzido, não somente a partir da vinhaça, mas também utilizando outros resíduos orgânicos agroindustriais do setor: bagaço, palha e torta de filtro. Inclusive, a chamada codigestão de resíduos é o foco tecnológico do empreendimento da GEO-Energética, no Estado de Paraná, sendo esta sua grande novidade em relação aos outros sistemas que só utilizam a vinhaça (GEO-ENERGÉTICA, 2019).

Quanto à possibilidade de uso do bagaço para geração de biogás, deve ser considerado que, no Brasil, 88,8% desse resíduo é destinado como combustível para cogeração (CONAB, 2011), sendo que o restante é reservado para outros usos, principalmente para a produção de celulose e para a alimentação de gado confinado. Com a possível expansão do etanol celulósico (etanol de segunda geração – 2G), já implantado na Usina Costa Pinto, Piracicaba/SP, o uso do bagaço será ainda mais concorrido, inviabilizando sua destinação para a produção de biogás.

Com a Lei nº 11.241, de 19 de setembro de 2002, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar e sobre o crescimento da colheita mecanizada, uma quantidade significativa de palha ficou disponível no campo, na média de 15 t de palha em base seca por hectare de cana-de-açúcar (TROMBETA *et al.*, 2017). Estudos realizados (SOUZA *et al.*, 2012) apontam que para uma boa proteção do solo, basta deixar no campo 50% de palha, restando assim 50% para outras finalidades, como é o caso do aproveitamento energético.

Em princípio, a palha é uma biomassa com alto teor de cinzas, o que pode ocasionar problemas durante sua combustão, promovendo a formação de depósitos, incrustações e corrosão das superfícies de troca térmica (CARVALHO, 2011). Buscando resolver essas dificuldades técnicas, surgiram iniciativas como a do Projeto SUCRE (*Sugarcane Renewable Electricity*), promovido pelo Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE), projeto este que tem como objetivo principal aumentar a produção de eletricidade na indústria de cana-de-açúcar, por meio do uso da palha produzida durante a colheita. Esse projeto abrange o investimento de cerca de US\$ 67, 5 milhões, sendo US\$ 55,8 milhões a parcela estimada de investimento por parte das usinas (grande parte já realizado para a instalação de estações de limpeza a seco, a reforma ou a compra de caldeiras, turbogeradores, enfardadoras e outros equipamentos)¹⁶. Ante esses esforços na investigação para sua queima e ante a possibilidade de seu uso no etanol 2G, a disponibilidade de palha para a produção de biogás poderá ficar comprometida em um futuro próximo.

No que diz respeito à torta de filtro, esta é produzida na proporção de 2,5 a 3,5% da quantidade de cana moída e apresenta níveis elevados de umidade, teor de matéria orgânica, fósforo, cálcio, magnésio e nitrogênio. Atualmente, esse resíduo é utilizado como adubo, sendo que a sua compostagem pode ser feita previamente à distribuição na lavoura. A adição de gesso, cinzas de caldeira e palhada, na compostagem da torta de filtro, melhora sua concentração em nutrientes e reduz sua umidade, facilitando seu transporte (ROSSETTO & SANTIAGO, 2018).

Existem pesquisas incipientes sobre a codigestão de torta de filtro e vinhaça (FRICK, 2018 e COSTA, 2015), em cujos testes da atividade metanogênica se observou grande rendimento de biometano para a mistura de torta de filtro e vinhaça, indicando que o tratamento de codigestão pode se tornar uma alternativa viável para a geração de biogás. Ainda assim, depois da codigestão, existiria a necessidade da separação das fases sólida e líquida do substrato (torta de filtro e vinhaça) para sua posterior distribuição no canavial.

Por todos os motivos mencionados anteriormente, neste trabalho se optou por considerar como substrato exclusivamente a vinhaça, principal resíduo com potencial de aproveitamento energético e que ainda não é processado antes de ser disposto no meio ambiente.

Um aspecto que precisa ser considerado no uso da vinhaça como substrato na produção de biogás é a presença de antibióticos ativos na vinhaça. O uso de antibióticos na produção de álcool tem sido uma medida adotada pela indústria para controlar as infecções ocorridas nas dornas durante o processo de fermentação do caldo. Essas infecções são produzidas por

¹⁶ Projeto SUCRE. Disponível em: <https://pages.cnpem.br/sucrer/>. Acesso em: 05/03/2019.

bactérias provenientes do campo e transportadas junto com a cana. Esses microrganismos competem com a levedura pelo açúcar, comprometendo o rendimento da fermentação. Os tipos de antibióticos utilizados são, em sua maioria, resistentes à temperatura de destilação (termoestáveis), encontrando-se ativos na vinhaça mesmo depois do processo de destilação. O fato de os antibióticos termoestáveis serem de uso mais difundido que os termolábeis se deve à maior economicidade dos primeiros (BRASMETANO, 2011). Existem grandes dificuldades para detectar e mensurar quantidades de antibióticos na vinhaça e, por essa razão, estão sendo desenvolvidos protocolos para identificar e quantificar a presença desses compostos. O uso desses compostos faz necessária, para a operação do sistema de biodigestão da vinhaça, uma comunicação entre a usina e a central de controle do biodigestor, para que aquela possa alertar esta sobre o uso de antibióticos nas dornas. É fundamental que a vinhaça *in natura* não contenha antibióticos ativos que prejudiquem a biodigestão. Sendo assim, a implantação da biodigestão com produção de biogás de vinhaça incentiva a substituição de antibióticos termoestáveis por técnicas de menor risco para o meio ambiente.

5.2 Cogeração e exportação de eletricidade ao SIN

A matriz de geração de eletricidade no Brasil é uma das mais renováveis do mundo, por ser majoritariamente hidroelétrica. A energia hidráulica, a energia da biomassa, a energia solar e a eólica configuram, juntas, uma matriz elétrica 80% renovável (Figura 5-2), dentro dos 163.6 GW de potência total instalada no Brasil (ANEEL, 2019).

Apesar de ser um exemplo de matriz renovável, a dependência da hidroeletricidade deixa o Brasil vulnerável a problemas de abastecimento em episódios graves de seca, como ocorreu na “crise do apagão” de 2001. As mudanças climáticas, que geram alterações no comportamento médio das vazões nas bacias dos rios que produzem energia (RIBEIRO, 2008), e o aumento da demanda para usos prioritários, tais como o abastecimento urbano e a produção de alimentos, são fatores que podem ter efeitos profundos sobre o sistema hidrelétrico brasileiro, dadas suas características. Na atualidade, os preços da eletricidade sofrem aumento (bandeira vermelha)¹⁷ no período anual de estiagem na região Sudeste por necessidade de acionamento das termoelétricas a gás natural.

¹⁷ A partir do ano de 2015, as contas de energia passaram a adotar o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha, as quais indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final, em função do custo da geração de eletricidade.

Figura 5-2. Matriz de geração elétrica brasileira em 2017. Fonte: EPE (2019).

Nesse contexto, a energia de biomassa se mostra estratégica para a segurança energética do país dada sua complementaridade com a fonte hídrica, já que os meses mais secos são também os da safra da cana-de-açúcar no Sudeste (abril a novembro). A venda do excedente de energia elétrica do setor sucroalcooleiro surgiu como um novo negócio no final dos anos 80, e passou a ser considerada como uma alternativa importante como fonte de energia a partir de 2001. Nessa época, surgiram incentivos públicos para estimular a substituição de equipamentos nas usinas, de modo a melhorar o rendimento energético e disponibilizar maior quantidade de energia.

Com a instalação de ciclos a vapor de maior rendimento, alimentados com biomassa (bagaço e, cada vez mais, palha), além de se ter proporcionado autonomia energética às unidades, parte das usinas tem entrado no mercado de comercialização da energia elétrica vendendo seu excedente no Sistema Interligado Nacional (SIN), transformando-se em unidades sucroenergéticas de produção de bioeletricidade. Como mostra a Figura 5-3, a participação do setor sucroenergético na produção e comercialização de energia elétrica vem aumentando nos últimos anos, passando da autoprodução para a exportação à rede interligada.

Até 2019, tem-se no Brasil, 14 GW de potência elétrica instalada produzida com biomassa. Dessa quantia, 77% provém do bagaço e 22% da biomassa florestal. Uma pequena parte, apenas 1% da potência, utiliza biogás como combustível. Os projetos de biogás em operação utilizam como substrato resíduos sólidos (gás de aterro) ou resíduos animais e, até o

momento, um único empreendimento (7 MW_e) usa resíduos da produção sucroalcooleira (ANEEL, 2019).

Figura 5-3. Evolução da exportação de eletricidade ao e da autoprodução no setor sucroenergético. Fonte: EPE (2019).

No presente trabalho são considerados dois cenários de uso de biogás para geração de energia elétrica e exportação de excedentes ao SIN. Para tanto, considerou-se decisivo para a implantação desses cenários que a usina possua no seu portfólio de produtos a exportação de eletricidade. Essa consideração se deve, como se verá mais à frente, ao fato de o potencial de geração com biogás de vinhaça ser pequeno se comparado ao potencial de geração com a combustão do bagaço e da palha. Assim, entende-se que o uso de biogás de vinhaça para a geração de eletricidade vem como um complemento ao uso do bagaço e da palha.

Consequentemente, a circunstância de a usina já possuir um sistema em operação preparado para a exportação da energia é determinante para a viabilidade dos cenários de geração de eletricidade com biogás de vinhaça. Por essa razão, pesquisou-se o número de usinas exportadoras de eletricidade. Os resultados desse levantamento são apresentados na Tabela 5-7.

Tabela 5-7. Usinas exportadoras de eletricidade.

	Brasil	Estado de São Paulo	Microrregião de Ribeirão preto
Usinas	378	155	11
Cana Processada (Mt)	671	377	42
Bagaço	181	102	11,36
Usinas Exportadoras	203	102	5
Energia Gerada (TWh)	28,2	15,1	1,4

Fontes de dados. MAPA, 2019; ANEEL, 2019.

Observa-se que, ainda nos dias de hoje, menos da metade das unidades é exportadora de energia elétrica, o que limita significativamente os casos em que seriam aplicáveis os Cenários 1 e 2 de geração de eletricidade com biogás de vinhaça propostos neste trabalho. A Figura 5-4 mostra graficamente essa situação no Estado de São Paulo, onde há grande quantidade de usinas sem sequer aproveitarem seu potencial gerador com bagaço e palha.

Figura 5-4. Venda de bioeletricidade e localização das usinas. Adaptado de: Secretaria de Minas e Energia (2017).

A falta de aproveitamento desse potencial se deve, fundamentalmente, a dois tipos de barreiras de infraestrutura para a ampliação da oferta: as barreiras relacionadas à tecnologia do processo de cogeração e as relacionadas à falta de conexão das usinas ao SIN.

Apesar dos avanços na disponibilidade de tecnologia, a maioria das usinas utiliza ainda processos com baixo rendimento termodinâmico, isso porque a produção de energia elétrica não era um foco do projeto de instalação. Assim, para incrementar sua geração de excedente de

energia, é necessário o investimento em caldeiras de maior pressão e em turbinas de extração-condensação, equipamentos estes de maior rendimento.

Outro entrave para o crescimento da bioeletricidade é o fato de depender da disponibilidade de subestações elétricas e de redes de transmissão, para a conexão das unidades geradoras ao SIN.

Teoricamente, o sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica é de livre acesso, mas todos os custos de instalação, incluindo o da aquisição das propriedades por onde passará a linha de transmissão, assim como a operação e a manutenção da linha, serão de responsabilidade do produtor. Conforme a Lei Federal 9.074, de 07 de julho de 1995, nos casos em que a conexão da unidade geradora for diretamente até a carga, o empreendedor deverá ter a posse ou o direito dos terrenos por onde passar a linha de transmissão.

Além do investimento das usinas, também é necessário o investimento das concessionárias em subestações e na melhora das redes de transmissão. Como exemplo, tem-se a instalação, em 2017, de uma subestação 500/138 kV-800 MVA, em Morro Agudo/SP, sem a qual a rede não teria suficiente capacidade para permitir o escoamento do excedente das usinas das regiões de Ribeirão Preto, Franca e Barretos. Nesse sentido, observa-se que existe um longo caminho de investimento a ser percorrido, pois ainda há muitas usinas isoladas do SIN, como mostra a Figura 5-5.

Figura 5-5. Sistema elétrico no Estado de São Paulo, com significativa quantidade de usinas sem conexão ao SIN. Fonte: Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2019).

Focando na região de Ribeirão Preto, observa-se uma significativa concentração de usinas termoeletricas a bagaço (Figura 5-6), revelando a importância da região na produção de bioeletricidade.

Figura 5-6. Número de usinas termoeletricas por município, no Estado de São Paulo. Fonte: Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2019).

Apesar desse potencial, na região de Ribeirão Preto, das 11 usinas consideradas, apenas 5 delas exportam energia ao SIN (Tabela 5-8).

Tabela 5-8. Classificação das usinas da região de Ribeirão Preto, com relação ao destino da energia gerada com o bagaço.

Nº	Usina	Potência Outorgada ANEEL (MW _e) ¹	Destino da Energia ²
1	Moreno	10	APE
2	Da Pedra	70	PIE
3	Santo Antônio	23	PIE
4	Delos - (Lopes da Silva)	0,7	REG
5	São Martinho - Matriz	73	PIE
6	Santa Inês	2,6	REG
7	Bazan	10,2	APE
8	Biosev - Unidade Santa Elisa	58	PIE
9	São Francisco - (UFRA)	25,2	PIE
10	Carolo (N. Sra. Aparecida - BC Pontal)	11	APE
11	Bela Vista	9,8	APE

1. Fontes: BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL (2019).

2. APE - Autoprodução de Energia, PIE - Produção Independente de Energia, REG - Registro.

Resumindo, quando considerada a introdução do biogás como fonte para a exportação de bioeletricidade ao SIN, essa possibilidade se mostra limitada pela falta de infraestrutura da rede elétrica e pela tecnologia de cogeração das usinas, ainda ineficiente em muitos casos.

5.3 Localização com relação à rede de gás natural

Para conhecer a localização das usinas com relação à rede de gás natural, são reunidas aqui algumas informações sobre a configuração e o funcionamento do sistema de transporte e distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Tal como esquematizado na Figura 5-7, o sistema é composto por: gasoduto de transporte (Gasoduto Bolívia Brasil – GASBOL), redes de distribuição primária e redes de distribuição secundária, Estações de Transferência de Custódia (ETC), Estações de Odorização (EO), Estações de Controle de Pressão (ECP) e Conjuntos de Regulagem e Medição (CRM).

No caso da Microrregião de Ribeirão Preto, que se encontra sob concessão da empresa GasBrasiliiano, o gás natural chega à área de concessão nas ETCs por meio do GASBOL, também chamadas de *City Gates*. O gás é recebido em alta pressão (100 bar) e sem odor.

A rede primária, que transporta o gás a uma pressão desde 7 até 75 bar, é composta por tubulação de aço e por conjuntos de válvulas de bloqueio. A rede primária é responsável em levar o gás natural das EOs até as ECPs, estas localizadas nas cidades onde o gás é distribuído. Preferencialmente, a rede primária é projetada na faixa *non aedificandi*¹⁸ das rodovias que interligam os municípios, possibilitando fácil acesso. A profundidade de aterramento mínima é de 1,5 metro a partir da geratriz superior do tubo.

Para a construção da rede de gás, tanto em cruzamentos de rodovias e ferrovias, como em áreas de preservação permanente, em especial em travessias de rios, utiliza-se a perfuração dirigida sem necessidade de abertura de vala.

No município em que o gás é distribuído, localiza-se a ECP, responsável por reduzir a pressão do gás da rede primária até um valor entre 7 e 2,5 bar. A ECP dá início à distribuição dentro da cidade por meio da rede secundária, que é composta por um conjunto de válvulas de bloqueio e por tubulação, preferencialmente, de polietileno de alta densidade.

Também é instalada fibra ótica nos principais trechos da rede secundária, permitindo o monitoramento do sistema operacional. Para fazer chegar a rede de gás aos clientes, tanto residenciais, quanto comerciais e industriais, é executado um ramal que deriva da tubulação da rede secundária e vai até a divisa da propriedade, onde é instalado o CRM (GASBRASILIANO, 2017).

¹⁸ Área em que não é permitido erguer edificações

Figura 5-7. Esquema da rede de gás natural do Estado de São Paulo. Fonte: GasBrasiliano (2018).

Para injetar o biometano na rede de gás natural com essas características, há uma série de questões técnicas que precisam ser abordadas. Uma decisão fundamental é sobre o local onde essa injeção será realizada: na rede de transporte, na rede primária de distribuição ou na rede secundária. Como foi visto, cada rede possui uma pressão diferente, requerendo diferentes pressões de injeção e, portanto, implicando custos distintos. O sistema de transporte de gás é a principal artéria da rede, pois transporta grandes volumes de gás em alta pressão. Para isso, são necessárias plantas de compressão de elevada potência que assegurem que exista pressão suficiente no sistema de gás para atender todas as partes da rede. Injetar biometano no gasoduto de transporte requer uma pressão maior do que injetar na rede de distribuição, o que encarece os custos de compressão para o produtor.

O sistema de distribuição funciona a uma pressão mais baixa e é projetado para mover volumes menores de gás. Devido aos menores custos de compressão e à maior abrangência territorial, é esperado que a maioria dos produtores de biometano prefiram injetá-lo no sistema de distribuição a injetá-lo no gasoduto de transporte. Com relação a isso, existe a possibilidade de que nem todas as linhas de distribuição possam receber a injeção de biometano, pois as plantas produtoras de biometano operariam em produção contínua durante a safra, enquanto a demanda de gás é flutuante. Se a quantidade de biogás injetada exceder a procura e se o sistema de distribuição não puder retirar fisicamente o gás do ponto de injeção, então as pressões aumentariam, o que constitui um risco para a segurança. Portanto, os níveis de demanda na rede de distribuição limitam a quantidade de biometano que pode ser injetada em um ponto da rede.

Feitas essas considerações sobre a rede de gás natural, toma-se como raio de viabilidade logística/econômica, o raio de 20 km de distância da rede de distribuição ou do gasoduto de transporte. No Estado, existem 66 usinas, abrangidas dentro dessa distância, que teriam potencial para implantar o cenário de injeção de biometano (Figura 5-8).

Figura 5-8. Usinas dentro do raio de viabilidade de 20 km de distância da rede de distribuição ou do gasoduto de transporte de gás natural, no Estado de São Paulo. Fonte: SÃO PAULO (2012).

Por outro lado, sabendo que no Estado existem 155 destilarias, verifica-se que menos da metade das unidades teria essa possibilidade de injeção. A Figura 5-9 mostra a quantidade de usinas que poderiam participar dessa opção frente às que não poderiam.

Figura 5-9. Usinas dentro do raio de viabilidade de 20 km de distância da rede de gás natural na área de concessão da GasBrasiliano, frente às que se encontram fora desse raio. Fonte: Autor.

Observa-se que a maioria das usinas fica fora da área de viabilidade, principalmente pela falta de rede de gás natural no interior do Estado. Embora o potencial de injeção encontrando nas proximidades da rede de gás natural seja significativo, o potencial afastado é ainda maior. Portanto, é necessário o incremento da densidade da rede de gás natural no interior do Estado, para que a maioria das usinas passe a ter acesso à rede de gás.

Para conhecer qual é a viabilidade de injeção de biometano de vinhaça na rede de gás natural que chega até Ribeirão Preto, foi medida a distância geométrica (em linha reta) e por estrada, das usinas consideradas até a rede de gás natural. O resultado desse levantamento se encontra na Tabela 5-9.

Na região de Ribeirão Preto, observa-se que apenas duas usinas se encontram dentro do raio de 20 km de distância da rede de distribuição de gás natural: Usina Moreno e Usina da Pedra. Por outro lado, a maioria se encontra a menos de 40 km. Já as distâncias ao GASBOL estão entre 60 e 160 km.

Tabela 5-9. Unidades sucroenergéticas na Microrregião de Ribeirão Preto e suas respectivas distâncias com relação à rede de gás natural.

Nº	Usina	Distância geométrica à rede de distribuição (km)	Distância por estrada à rede de distribuição (km)	Distância geométrica ao GASBOL (km)	Distância por estrada ao GASBOL (km)
1	Moreno	13	15	63	86
2	da Pedra	17	18	96	120
3	Santo Antônio	21	27	97	127
4	Delos - (Lopes da Silva)	25	32	85	123
5	São Martinho - Matriz	28	30	68	102
6	Santa Inês	30	31	96	137
7	Bazan	32	46	105	147
8	Biosev - Unidade Santa Elisa	33	39	91	136
9	São Francisco - (UFRA)	34	40	85	108
10	Carolo (N. Sra. Aparecida - BC Pontal)	35	51	105	148
11	Bela Vista	44	63	110	157

Fonte: Estimativas do autor.

A Figura 5-10 mostra a localização da região de estudo no Estado de São Paulo, bem como a localização das usinas em relação: à rede de distribuição de gás natural, às estradas e aos centros de demanda.

Figura 5-10. Localização das destilarias, da rede de distribuição de gás natural, das estradas e dos centros de demanda na região de Ribeirão Preto. Fonte: Autor. / Dados da rede gás natural: GasBrasiliano (2018).

A seguir, no Capítulo 6, será apresentada a caracterização dos diferentes cenários de uso de biogás analisados neste trabalho.

6 CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS PARA AS USINAS DA REGIÃO

6.1 Cenário 0 de referência: Fertirrigação com vinhaça *in natura*

A fertirrigação é a ação conjunta de irrigação e adubação, utilizando água como veículo para distribuir o fertilizante na lavoura. No caso da fertirrigação com vinhaça, esse resíduo é utilizado como fertilizante, podendo assim substituir parte da adubação mineral.

O desenvolvimento desse método veio como resposta à Portaria MINTER n° 323 de 29/11/1978, que proibiu o lançamento (direto ou indireto) da vinhaça em qualquer coleção hídrica. Assim, as destilarias foram obrigadas a apresentar projetos para implantação de sistemas de tratamento e/ou de utilização da vinhaça.

Nos dias de hoje, praticamente todas as usinas do país dispõem de equipamentos de irrigação para aplicação da vinhaça gerada no processo de destilação do etanol, tanto para atender a normativa ambiental, que impede o seu lançamento nos corpos d'água e em zonas de sacrifício, quanto para aproveitá-la na adubação.

Na safra 2016/17, foram produzidos cerca de 280 bilhões de litros de vinhaça, o que seria suficiente para aplicar uma lâmina de 28 mm de vinhaça em 1 milhão de hectares. Para fazer a fertirrigação dos canaviais, em alguns casos a vinhaça é diluída com água de reuso do processo industrial das usinas e/ou com água captada diretamente nos corpos superficiais ou subterrâneos. Esse procedimento, além de fertilizar, contribui para a redução do déficit hídrico das soqueiras logo após o corte (ANA, 2017).

Dadas as condições particulares relacionadas à orografia, ao espaçamento e à localização dos talhões, há uma infinidade de soluções para realizar a fertirrigação. Uma prática generalizada é o recalque da vinhaça para cotas elevadas, onde é armazenada em lagoas a céu aberto, a partir das quais é transportada ao canal mediante canais, dutos (DA SILVA, & LORENCINI, 2009), caminhões-tanque e rodotrem. As lagoas de armazenamento servem para amortecer as diferenças entre o ritmo de produção em bateladas e o de distribuição.

Segundo a Norma CETESB P4.231/15, os reservatórios e os canais de distribuição devem possuir geomembranas sintéticas de impermeabilização (PEAD, asfáltica, PVC ou geotêxtil), para proteger o solo de contaminação. Todavia, essas geomembranas têm o inconveniente de não suportarem a alta temperatura em que a vinhaça sai da destilaria (aproximadamente 90°C) e, assim, em muitos casos são necessários sistemas de resfriamento.

As lagoas são utilizadas como pontos de carregamento de caminhões-tanque. Esses caminhões e a aspersão representam os principais sistemas de distribuição e aplicação da vinhaça (PAREDES, 2011). Esquemáticamente, o sistema de fertirrigação com vinhaça pode ser representado na Figura 6-1, que mostra os limites do sistema e os processos considerados neste trabalho.

Figura 6-1. Limites do sistema e fluxos do Cenário 0 de referência, fertirrigação com vinhaça *in natura*. Fonte: Autor.

Uma questão fundamental na hora de considerar a fertirrigação com vinhaça é a distância econômica de aplicação, que é definida a partir da comparação do seu custo frente ao da adubação mineral. Essa distância econômica de aplicação é multifatorial, dependendo da topografia local, da concentração de potássio da vinhaça, etc., já que essas variáveis afetam o transporte e a aplicação. Como exemplo, no passado, o sistema de “rodotrem e aspersão” apresentava a distância econômica de 12 km, mas com o incremento dos preços do adubo mineral, a distância econômica passou a ser de aproximadamente 38 km (ELIA NETO *et al.*, 2008 *apud* ANA, 2009).

6.1.1 Equipamentos do Cenário 0: Fertirrigação com vinhaça *in natura*

Matioli e Menezes (1984) levantaram que, no passado, os caminhões-tanque eram os equipamentos de fertirrigação mais difundidos, tendo predominância nos canaviais paulistas, nos quais cerca de 80% da área total era irrigada com vinhaça pura utilizando esses equipamentos. Esse sistema tem baixo custo de implantação e oferece a vantagem da

mobilidade, mas precisa de estradas em bom estado, frota de veículos, sistematização dos talhões e um planejamento de corte de cana de modo a permitir a aplicação 24 horas por dia.

Além disso, o sistema de caminhões-tanque tem como inconvenientes a compactação do solo do canavial pelos veículos, a impossibilidade de aplicação na cana-planta, a inviabilidade da diluição da vinhaça e as dificuldades de aplicação em dias de chuva (ORLANDO FILHO *et al.*, 1983). O caminhão-tanque transporta e distribui a vinhaça no campo, despejando-a pela traseira por gravidade ou por bombeamento. A distribuição por gravidade é feita normalmente com chuveiros, que podem atingir de 3 a 5 linhas de cana, ou com descarga rápida defletida em pratos formando um leque de distribuição (Figura 6-2). A capacidade do tanque varia de 7 a 18 m³, sendo que os veículos de maior capacidade transportam e aplicam o resíduo mais economicamente, e sendo que os de menor capacidade apresentam maior manobrabilidade. Esse sistema é limitado pela distância econômica do ponto de carregamento até as áreas de aplicação, principalmente devido ao consumo de combustível.

Figura 6-2. Caminhão-tanque distribuindo vinhaça. Fonte: ANA (2019).

Na atualidade, é muito difundida a fertirrigação por aspersão, na qual, primeiramente, é necessário transportar a vinhaça até os talhões por meio de canais, dutos e/ou rodotrens, para, posteriormente, realizar a sua dispersão, utilizando o sistema de “montagem direta” ou o de carretel enrolador, também chamado de *hydroroll*.

A aspersão com “montagem direta” consiste em um conjunto de motobomba com aspersor tipo canhão-hidráulico, montado em chassi com rodas, aspergindo vinhaça sugada diretamente de um canal (Figura 6-3). O canhão pode ser equipado com extensões para, assim, poder aumentar o espaçamento entre canais e diminuir a necessidade destes nos canaviais, implicando em menores custos de implantação.

Figura 6-3. Aspersão com montagem direta. Fonte: CTC *apud* UNICA (2015).

Da mesma forma, o carretel enrolador precisa de uma motobomba que alimente a tubulação onde ele está acoplado. Esse é um sistema que possui um aspersor tipo canhão montado em um pequeno chassi com rodas, que se desloca continuamente puxado pela própria mangueira ao ser enrolada no carretel (Figura 6-4). O carretel gira acionado por uma turbina hidráulica com um redutor de velocidade.

As bombas e tubulações devem ser de materiais resistentes à corrosão, pois a vinhaça é muito ácida, exigindo elevados investimentos e custos de manutenção, proporcionais ao volume de vinhaça e à superfície a ser fertirrigada.

Figura 6-4. Carretel enrolador com canhão. Fonte: metalurgia.solucoesindustriais.com.br (2019).

Dentre os possíveis sistemas para a fertirrigação apresentados acima, neste trabalho foi considerado um modelo simplificado de fertirrigação, constituído por uma lagoa de armazenamento desde a que começa uma rede de canais com capacidade para transportar 71% do volume de vinhaça até o canavial. Nessa lagoa, o restante do volume de vinhaça (29%) é carregado em caminhões, com 24% do volume total transportado por rodotrem com dois

tanques de 30 m³ para ser aplicado por aspersão com motobomba, e 5% do volume total aplicado com caminhões-tanque de 15 m³ diretamente sobre o canavial.

6.1.2 Entradas do Cenário 0: Fertirrigação com vinhaça *in natura*

Todos os equipamentos indicados anteriormente consomem energia para seu funcionamento, devendo ser contabilizada no balanço energético a energia consumida no bombeamento, transporte, distribuição e aplicação da vinhaça *in natura*. O diesel é considerado a única fonte de energia para realizar essas operações relacionadas à fertirrigação, sabendo que são pouco significativos os casos onde se utilizam motores elétricos para o acionamento de bombas de aspersão.

Para o cálculo do consumo de diesel, são utilizados os valores presentes na Tabela 6-1. Nessa tabela é indicada a porcentagem de vinhaça aplicada com cada método, a distância média que percorrem os caminhões e, por fim, o consumo de diesel por m³ de vinhaça.

Tabela 6-1. Consumo de combustíveis nos equipamentos de fertirrigação.

Sistema de transporte e aplicação	Equipamentos	% de volume vinhaça	Distância média (km)	Consumo de diesel	Consumo de diesel por m ³ de Vinhaça (l/m ³)
Caminhão aplicando diretamente	MB2318 com tanque de 15 m ³	5%	7	2,2 km/l	0,02
Caminhão com aspersão combinado com motobomba	Volvo rodotrem com dois tanques de 30 m ³	24%	12	1,3 km/l	0,15
	Motor MB-OM352 160cv Bomba EQ 90-48 140 m ³ /h			7,5 m ³ vinhaça/l	0,03
Motobomba em canal, com montagem direta ou com rolão	Motor MB-OM352 160cv Bomba EQ 90-48 140 m ³ /h	71%		7,5 m ³ vinhaça/l	0,09
TOTAL		100%			0,30

Fonte: Adaptado de Macedo *et al.* (2004).

Com esses dados, pode-se estimar que o consumo de diesel na distribuição de vinhaça é de 0,3 L por m³ de vinhaça.

6.1.3 Saídas do Cenário 0: Fertilrigação com vinhaça *in natura*

a) Emissões nas lagoas e canais

Os estudos realizados por Oliveira (2010), Paredes (2011) e Moraes (2017) mostram emissões significativas de CH₄, na vinhaça, durante seu armazenamento em lagoas e seu transporte em canais. Esses autores e Oliveira (2013) também apontam importantes emissões de N₂O em solos onde foi aplicada a vinhaça, gás com potencial de efeito estufa equivalente a cerca de 250 vezes o do CO₂ (IPCC, 2006).

Moraes (2017) estimou a emissão acumulativa de GEE referente ao armazenamento de vinhaça, ao seu transporte em canais abertos e à sua posterior aplicação no solo. O resultado do balanço global de emissões, obtido por essa autora, variou de 19,3 kgCO₂eq até 923,6 kgCO₂eq por m³ de vinhaça, quando considerados de 0 (zero) a 14 (catorze) dias de armazenamento, respectivamente. Esses elevados valores estimados indicam que o armazenamento prolongado de vinhaça *in natura* tem potencial para gerar um significativo impacto no balanço de carbono do etanol.

Utilizando dados de Oliveira (2010) e aplicando a metodologia ACM0014 “*Treatment of wastewater*”¹⁹, Poveda (2014) chegou a um valor mais conservador, mas não pouco significativo, de 20,37 kgCO₂eq por m³ de vinhaça, valor adotado neste estudo.

b) Emissões devidas ao consumo de óleo diesel

Como foi calculado anteriormente, na fertilrigação é consumido 0,3 L de diesel por m³ de vinhaça (Tabela 6-1). Segundo o IPEA (2011), na produção de um litro de diesel é emitido 0,5 kgCO₂eq e na sua combustão, 2,6 kgCO₂eq. Portanto, a soma de emissões seria de 3,1 kgCO₂eq, valor aproximado ao utilizado por Macedo *et al.* (2004), que estimou a emissão de 2,93 kgCO₂eq/L diesel para o ciclo de vida do diesel (produção mais combustão). Considerando-se o valor do IPEA (2011), obtém-se a emissão, causada pelos motores diesel, de 0,92 kgCO₂eq/m³ de vinhaça.

Para o cálculo da emissão de NO_x, aplicaram-se os fatores de emissão de 2009 para veículos com motor de diesel (CETESB, 2013), bem como os valores de consumo de combustível definidos na Tabela 6-1, a qual elenca os equipamentos de aplicação de vinhaça nas lavouras de cana-de-açúcar do Estado de São Paulo. No cenário de referência, são utilizados

¹⁹ Metodologia aprovada pela UNFCCC (ONU, 2012).

caminhões semipesados, pesados e motores estacionários para bombear a vinhaça, havendo sido calculadas suas emissões de NO_x na Tabela 6-2.

A concentração de óxidos de enxofre no gás de escape é diretamente proporcional ao teor de enxofre presente no óleo diesel. A emissão de SO₂ pode ser calculada pela quantidade consumida de combustível e seu teor de enxofre, supondo que durante a combustão todo o enxofre contido no óleo diesel é oxidado. Quase todo o enxofre presente no combustível é emitido como SO₂, mas uma pequena fração (de 2 a 3%) é convertida em trióxido de enxofre (SO₃) no escapamento, o qual reage facilmente com água, formando o ácido sulfúrico (H₂SO₄) (CAPANA, 2008).

Tabela 6-2. Cálculo das emissões de NO_x no cenário de referência (Cenário 0).

Sistema de transporte e aplicação	Equipamento	% de volume de vinhaça	Distância média ou tempo de funcionamento		Fator de emissão de NO _x		Emissão de NO _x (g/m ³)
Caminhão semipesado aplicando diretamente	MB2318 com tanque de 15 m ³	5%	7	km	5,23	g/km	0,24
Caminhão pesado, com aspersão com motobomba	Volvo rodotrem com dois tanques de 30 m ³	24%	12	km	5,14	g/km	0,99
	Motor MB-OM352 160cv Bomba EQ 90-48 140 m ³ /h		0,007	h/m ³	4,72	g/kWh	0,95
Sistema de aspersão	Motor MB-OM352 160cv Bomba EQ 90-48 140 m ³ /h	71%	0,007	h/m ³	4,72	g/kWh	2,82
TOTAL		100%					5,00

Fonte dos fatores de emissão: CETESB (2013).

Atualmente, os tipos de óleo diesel comercializados no território nacional são diferenciados basicamente pelos teores máximos de enxofre: S50 (50 ppm de enxofre) ou S500 (500 ppm de enxofre) (ANP, 2013). Nas áreas rurais, onde se encontram as usinas, é comercializado o S500. Deste modo, para o cálculo das emissões de SO_x, considera-se que 500 mg de enxofre são emitidos como consequência do consumo de 1 kg de diesel.

$$SO_{2/m^3} = C_{\text{diesel}} / V^{4^{\circ}Bx} \times \rho_{\text{diesel}} \times S_{\text{diesel}} \times \frac{M_{SO_2}}{M_S} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

Dados de entrada			
Símbolo	Significado	Valor	Fonte
$C_{\text{diesel/V4}^\circ\text{Bx}}$	Consumo de diesel por m^3 de vinhaça	0,3 L/ m^3	Tabela 6-1
ρ_{diesel}	Densidade do diesel	840 g/L	BEN, 2006
S_{diesel}	Quantidade de enxofre por g de diesel	0,0005 gS/g $_{\text{diesel}}$	ANP, 2013
M_S	Massa molecular do enxofre	32 g/M	
M_{SO_2}	Massa molecular do SO_2	64 g/M	
Resultados			
$\text{SO}_{2\text{diesel}/\text{m}^3}$	Emissão de SO_2 por m^3 de vinhaça proveniente do diesel	0,25 g SO_2/m^3	Equação 2

6.2 Sistema de produção de biogás combustível a partir da vinhaça

Chama-se aqui de “biogás combustível” aquele “biogás bruto”, procedente do biodigestor, que passou por um processo de purificação, eliminando H_2S e excesso de umidade, estando apto para o uso combustível ou para o processo de *upgrading* até biometano.

Os limites e processos do sistema de produção de biogás combustível a partir da vinhaça estão representados na Figura 6-5:

Figura 6-5. Sistema de produção de biogás combustível a partir da vinhaça. Fonte: Autor.

O sistema de produção de biogás combustível é o processo inicial comum para todos os cenários de aproveitamento propostos neste trabalho. Dessa forma, a inclusão das cargas

ambientais do sistema de produção do biogás combustível não afeta a comparação entre os cenários de aproveitamento do biogás, pois esse é o insumo principal de todos eles. Ora, quando for comparado um cenário de uso final do biogás com o cenário de referência de fertirrigação *in natura* sem tratamento da vinhaça, as cargas desse sistema devem ser incluídas.

A vinhaça *in natura*, antes de entrar no reator anaeróbio para sua biodigestão, passa por um pré-tratamento que consiste nas adequações da sua temperatura (esfriamento para a condição mesofílica²⁰) e do seu pH e na retirada de sólidos por decantação. Neste pré-tratamento, o pH pode ser regulado mediante adição de NaOH. A vinhaça, uma vez estabilizada, entra no sistema de biodigestão, onde é produzido o “biogás bruto”. Esse biogás bruto deve ser processado para poder ser usado como combustível, e por isso deve passar pelo dessulfurizador (eliminação do H₂S) e pelo desumificador (eliminação de umidade). O dessulfurizador consome NaOH e água, tendo como saída enxofre elementar.

Para manter adequadas as condições de desenvolvimento do lodo ativado, pode ser necessária a adição de nutrientes não presentes no substrato (vinhaça), o que incrementa os custos do processo. Todos os equipamentos considerados neste cenário consomem energia elétrica na sua operação, insumo contabilizado no respectivo inventário. O efluente do reator é a vinhaça biodigerida, a qual é encaminhada para a lavoura, da mesma forma que na prática comum de fertirrigação. O sistema de biodigestão não altera o volume de vinhaça e, portanto, não existiria diferença entre os sistemas de distribuição na lavoura.

A seguir, são especificados os equipamentos incluídos no sistema de produção de biogás combustível e são inventariados seus fluxos de matéria e energia.

6.2.1 Equipamentos do sistema de produção de biogás combustível a partir de vinhaça

a) Biodigestor

Existem diversos tipos de biodigestores disponíveis no mercado, mas a maioria das pesquisas indicam que os reatores tipo *Upflow Anaerobic Sludge Blanket* (UASB) são adequados para tratamento da vinhaça (SOUZA *et al.*, 1992 ; PINTO, 1999, VIANA, 2006, RIBAS, 2006, ROCHA, 2012, ALVES, 2015, entre outros). Por essa razão, neste estudo considera-se esse tipo de reator.

O reator UASB consiste em um tanque onde o efluente a ser tratado é bombeado na parte inferior, atravessando de forma ascendente uma manta de lodo formada por grânulos de

²⁰ A condição mesofílica é aquela que oscila entre 20 e 40°C (RIBAS, 2006).

micro-organismos. Na sua parte superior há um separador trifásico, onde o lodo fica retido no reator, o biogás é captado e o efluente tratado é retirado. O problema desse tipo de reator é que, quando submetido a alta carga orgânica, a turbulência na zona de decantação pode se tornar significativa, devido às elevadas taxas de produção de biogás, resultando no arraste do lodo ativado para fora do reator. Para evitar essa perda de lodo, foi desenvolvido o *Internal Circulation Reactor* (IC), que consiste na superposição de dois reatores UASB, onde o reator inferior recebe um alto carregamento orgânico, deixando o superior como estágio de polimento (Figura 6-6).

Outra tecnologia que já foi testada para a biodigestão de vinhaça é a lagoa anaeróbia. Não obstante, essas lagoas ocupam grandes áreas e tem elevados volumes, pois a taxa de aplicação varia de 2 a 3 kg DQO/m³dia. O grande volume da lagoa dificulta a homogeneização do meio e o controle da temperatura, podendo surgir caminhos preferenciais, reduzindo assim a eficiência (PROCKNOR, 2009). Por outro lado, o grande volume das lagoas permite mais estabilidade ao processo, com menores riscos de acidificação.

Figura 6-6. Reator anaeróbio de Circulação Interna (IC) BIOPAQ®IC. Fonte: PAQUES (2019).

b) Dessulfurizador

A vinhaça é um substrato líquido e rico em sulfato, a partir do qual se produzem altos níveis de sulfeto de hidrogênio (H_2S) no biogás (BARRERA *et al.*, 2013), com concentrações variando de 30,2 a 95,2 mg/L (CABRERA, 2014), o que equivale a valores superiores a 20.000 ppmv. Esse alto nível de H_2S coloca um desafio tecnológico, pois os sistemas de dessulfurização biológicos, que são os mais utilizados em larga escala, operam com limites de 10.000 ppmv. Foram realizados experimentos utilizando equipamentos de dessulfurização com cargas de entrada de 27.000 ppmv de H_2S , resultando em uma saída de 4.000 ppmv, de modo que seria necessário colocar vários desses equipamentos em série. Em qualquer caso, o processo de dessulfurização deverá garantir um gás na saída com 10 mg de H_2S por Nm^3 (7 ppmv) para cumprir a especificação da ANP nº 8, de 30 de janeiro de 2015.

O sistema biológico de dessulfurização está constituído por duas etapas: a primeira consiste na absorção contínua de sulfeto de hidrogênio (H_2S) presente na corrente de biogás. O biogás entra em contato, em contracorrente, com uma solução alcalina (OH^-). Na segunda etapa, a solução alcalina é posteriormente regenerada em uma etapa aeróbia. O lavador de gás encontra-se em vaso comunicante com um biorreator aeróbio onde microrganismos chamados *Thiobacillus* convertem o sulfeto absorvido (HS^-) da corrente de biogás em enxofre elementar (S_0), separado depois por decantação (Figura 6-7).

1. Gás rico em H_2S
2. Saída de gás purificado
3. Solução alcalina de lavagem
4. Solução rica em sulfeto entrando no biorreator
5. Oxigênio para oxidação do enxofre
6. Separação do enxofre
7. Enxofre elementar

Figura 6-7. Sistema biológico de dessulfurização THIOPAQ®. Fonte: PAQUES (2019).

c) Desumidificador

O biogás bruto é normalmente saturado de água, sendo que a umidade do gás depende da temperatura. Para que se alcance um padrão de qualidade do biogás e para que seu uso não danifique os equipamentos, a remoção de água é um dos passos mais importantes. O processo de remoção de água é, geralmente, baseado em dois métodos (HAGEN *et al.*, 2001): 1) a separação física de água condensada e 2) a secagem química.

A maneira mais simples de remover o excesso de vapor de água é a separação física de água condensada por meio da refrigeração. O tratamento químico, em si, já é mais complexo, e a adição de outros compostos elevaria os custos do processo (GALANTE *et al.*, 2012).

Figura 6-8. Desumidificador por refrigeração. Fonte: AlterLat AS (2017).

6.2.2 Entradas do sistema de produção de biogás combustível de vinhaça

Conforme indicado no diagrama do sistema (Figura 6-5), o biodigestor, o dessulfurizador e o desumificador têm consumos elétricos consideráveis. Além disso, o dessulfurizador também requer a reposição de solução alcalina para o seu funcionamento. Esses insumos são inventariados a seguir.

a) Hidróxido de sódio (NaOH)

- **Biodigestor:** Os fabricantes de equipamentos afirmam que só é necessário o consumo de NaOH durante a partida do reator e que, uma vez alcançada a carga nominal, não seria preciso continuar agregando esse insumo. Por outro lado, a experiência mostra que, com

elevadas cargas orgânicas, é necessário o controle do pH com a adição de NaOH durante a operação para evitar acidificação do reator. Todavia, o uso desse insumo durante a operação normal do reator inviabilizaria economicamente o processo. Por isso, assume-se a condição de que o reator trabalhará com uma carga na qual não seja necessária a incorporação de NaOH.

- **Dessulfurizador:** Embora no dessulfurizador biológico a solução alcalina seja continuamente regenerada, existe um certo consumo de reposição dessa solução. Essa reposição chega a 0,44 kg NaOH por kg de enxofre (USEPA, 2004).

b) Eletricidade consumida do SIN

- **Biodigestor e dessulfurizador:** Segundo o fabricante de reatores IC, para tratar uma vazão de 312,5 m³ de vinhaça/h, o consumo do biodigestor e do dessulfurizador seria de 110 kWh_e.

- **Desumidificador:** uma instalação com capacidade de tratamento de 600 m³ de biogás/h consome 19,6 kW_e.

6.2.3 Saídas do sistema de produção de biogás combustível de vinhaça

a) Vinhaça biodigerida

A biodigestão modifica as características químicas da vinhaça *in natura* (Tabela 6-3), observando-se principalmente a elevação do pH até atingir valores de pH neutro, a substancial diminuição da DBO e DQO, o aumento da quantidade de nitrogênio amoniacal, a diminuição da quantidade de sulfato e a permanência da quantidade de potássio.

Tabela 6-3. Composição da vinhaça *in natura* e da vinhaça biodigerida.

Parâmetro	Unidade	Valor	
		Vinhaça <i>in natura</i>	Vinhaça biodigerida
DQO	mg/L	25.000	7.500
DBO	mg/L	16.500	3.300
Fósforo Total	mg/L	29,8	47,5
Amônia (como NH ₃)	mg/L	33,5	263
Nitrogênio Total Kjeldahl Dissolvido	mg/L	133	269
Nitrogênio Total Kjeldahl	mg/L	148	325
Sulfato	mg/L	2750	< 50

Fonte: Análises fornecidas por fabricantes de biodigestores (2016).

b) Biogás combustível

Janke *et al.* (2014) mediu o rendimento da produção de biogás a partir da vinhaça e obteve o Potencial Bioquímico de Metano (BMP), por meio de ensaios, medido de acordo com a normativa VDI 4630²¹. A vinhaça apresenta uma produção de biogás de 11 Nm³/m³ com um conteúdo de 24,93 kg de DQO/m³. Na Tabela 6-4 são resumidos os resultados de algumas experiências com biodigestores para vinhaça, apresentando dados sobre o tipo de reator empregado, os parâmetros que definem sua dimensão e operação do reator, capacidade de tratamento de DQO, produtividade e eficiência na conversão da matéria orgânica em biogás e, finalmente, a porcentagem de metano contida no gás.

Tabela 6-4. Biogás produzido a partir da vinhaça.

Referência	Tipo de reator	kg DQO/m ³ vinhaça	Taxa de carregamento orgânico (kg DQO/m ³ de reator·dia)	Tempo de retenção hidráulica (h)	Taxa de remoção DQO (%)	Produção de biogás (m ³ de biogás/ kg de DQO alimentada)	Nm ³ de biogás/m ³ de vinhaça	CH ₄ (%)
Destilaria Central Jacques Richer CAMPOS (1981)	UASB (330 m ³)	-	-	10	62	-	16,5	55
SOUZA (1992)	UASB (75 m ³)	31,8	26,5	10,8	72	0,37	11,8	60
Usina São João PINTO (1999)	UASB (1.000 m ³)	-	-	-	85	-	Média de 4,3 (Max 7,2)	60
Usina Ester, Omnis Biotechnology (2013)	Lagoa (15.000 m ³)	20-60	2,0	288,0	95	0,20	4,0 – 12,0	-
Usina São Martinho (2013)	UASB (5.000 m ³)	20-30	6,0	100,0	70	0,24	6,0	50
Fabricante de IC (2014)	IC (2.520 m ³)	20-25	22,2	24,3	65	0,29	6,4	60-65
Janke et al. (2014)	VDI 4630	24,93	-	-	-	-	11	65

Fonte: Autor.

Observa-se grande variabilidade na taxa de produção de biometano, dependendo fundamentalmente do tipo de reator empregado, dos parâmetros do processo e da composição da vinhaça.

²¹ O padrão VDI 4630, da Associação de Engenheiros Alemães, fornece regras e especificações para a realização de testes, visando determinar a produção de biogás de materiais orgânicos. Os resultados são utilizados para a otimização operacional de plantas de biogás (VDI, 2016).

Assim, utilizando os dados levantados nos sistemas de porte industrial, foram estimados os valores da Tabela 6-5, onde se apresentam as taxas máximas, mínimas e médias da produção de biogás bruto com vinhaça.

Tabela 6-5. Taxas da produção de biogás bruto com vinhaça.

Taxa	Unidade	Usina Média	Mín.	Máx.
Produção de biogás bruto / Carga orgânica	Nm ³ de biogás bruto / kg DQO	0,29	0,20	0,37
Produção de biogás bruto / Produção de etanol	Nm ³ de biogás bruto / m ³ de etanol	87,00	34,74	139,88
Produção de biogás bruto / Produção de vinhaça	Nm ³ de biogás bruto / m ³ de vinhaça	7,25	1,84	36,04
Carga orgânica / Produção de biogás bruto	kg DQO / Nm ³ de biogás bruto	3,45	5,00	2,70
Produção de etanol / Produção de biogás bruto	m ³ de etanol / Nm ³ de biogás bruto	0,01	0,03	0,01
Produção de vinhaça / Produção de biogás bruto	m ³ de vinhaça / Nm ³ de biogás bruto	0,14	0,54	0,03

Fonte: Autor, baseado em levantamento de campo e bibliográfico.

Segundo Pompermayer e Paula (2000), o CH₄ presente no biogás produzido a partir de vinhaça é 55 a 65% do volume, e o restante está constituído principalmente por CO₂. A Usina São Martinho, em visita técnica de 2013, informou que a proporção de CH₄ obtida no seu biodigestor é próxima a 50%. Em uma experiência piloto mais recente, em 2016, na Usina Iracema, a porcentagem atingida em um reator compacto era de 70% em CH₄. Diante disso, entende-se que o valor de 60% em volume de CH₄ no biogás é um valor conservador e suficientemente representativo, adotando-se em este trabalho.

O biogás é um gás corrosivo, o que exige cuidados específicos com a escolha dos materiais empregados nos equipamentos utilizados. Essa característica é consequência da presença de sulfeto de hidrogênio (H₂S). Na combustão do biogás, esse sulfeto é oxidado e transformado em dióxido de enxofre (SO₂). A amônia, também presente em baixas concentrações no biogás, é corrosiva para o cobre e pode emitir óxidos de nitrogênio (NO_x) como produto da sua combustão. A composição do biogás bruto, procedente do biodigestor, e do biogás combustível, resultante da purificação do primeiro, encontram-se na Tabela 6-6.

Tabela 6-6. Composição e PCI do biogás bruto e do biogás combustível.

Gás	Composição do biogás % em volume	
	Bruto	Combustível
CH ₄	60,0	61,9
CO ₂	36,6	37,7
H ₂ , N ₂	0,4	0,4
H ₂ S	2,0	0,001
H ₂ O	1,0	0,01

PCI	-	21.318 kJ/Nm ³

Fonte: Baseado em dados fornecidos por operadores e fabricantes de biodigestores e equipamentos de tratamento de biogás, em 2016. Dados para o PCI do biogás combustível: Pompermayer e Paula (2000).

A Tabela 6-7 apresenta as taxas de produção de biogás combustível, calculadas considerando-se as taxas de produção de biogás bruto a partir de vinhaça (Tabela 6-5), a porcentagem de gás eliminada na purificação (Tabela 6-6) e a porcentagem perdida do biogás bruto no próprio biodigestor e no sistema de limpeza do gás. Assume-se que a perda do biogás bruto pode chegar a 5% do gás produzido, sendo esse valor considerado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) para reatores UASB. Esse valor está fundamentado em estudos, como os de Flesch *et al.* (2011), que chegou a uma taxa de perda de 3,1% do gás produzido, sendo esta taxa utilizada na ferramenta metodológica dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo da Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC/CCNUCC, 2012).

Tabela 6-7. Taxas da produção de biogás combustível com vinhaça.

Taxa	Unidade	Usina Média	Mín.	Máx.
Produção de biogás combustível / Carga orgânica	Nm ³ de biogás combustível / kg DQO	0,28	0,19	0,35
Produção de biogás combustível / Produção de etanol	Nm ³ de biogás combustível / m ³ de etanol	82,65	33,00	132,89
Produção de biogás combustível / Produção de vinhaça	Nm ³ de biogás combustível / m ³ de vinhaça	6,89	1,75	34,24
Carga orgânica / Produção de biogás combustível	kg DQO / Nm ³ de biogás combustível	3,63	5,26	2,84
Produção de etanol / Produção de biogás combustível	m ³ de etanol / Nm ³ de biogás combustível	0,01	0,03	0,01
Produção de vinhaça / Produção de biogás bruto	m ³ de vinhaça / Nm ³ de biogás combustível	0,15	0,57	0,03

Fonte: Cálculos do Autor.

c) Emissões

Como foi indicado anteriormente, existe uma porcentagem de perda do biogás bruto na biodigestão e purificação. Neste estudo foi assumida uma perda de 5% do gás produzido.

Já que a biodigestão não modifica o volume de vinhaça a ser distribuído, o consumo de diesel na fertirrigação com vinhaça biodigerida seria idêntico ao consumo na fertirrigação com vinhaça *in natura*, qual seja, 0,3 L de óleo diesel por m³ de vinhaça.

Admite-se que, após a digestão anaeróbia no reator, a vinhaça perde quase totalmente o potencial de emitir CH₄, a não ser aquele que se encontra dissolvido e o produzido na decomposição do remanescente de DBO, uma vez que a maior parte do carbono orgânico passível de transformação foi consumido durante a biodigestão. Essa hipótese foi verificada por Moraes *et al.* (2017).

6.3 Sistema de produção de biometano

A seguir, é realizado o inventário de um sistema que produza biometano em conformidade com os padrões estabelecidos pela Resolução ANP nº 8, de 30 de janeiro de 2015. Observa-se que o biometano somente poderá ser introduzido na rede de gás canalizado quando atender às especificidades previstas na Resolução citada, de modo que o gás natural e o biometano sejam intercambiáveis em qualquer uso final.

Assim, para o cenário de uso na frota da usina (Cenário 3), o de injeção na rede de gás natural (Cenário 4) e o de uso na matriz regional (Cenário 5), o biogás combustível deve passar por *upgrading*²² para obter uma composição de 98% em CH₄ (Figura 6-9), cumprindo o estabelecido pela Resolução, passando a ser chamado de biometano ou gás natural renovável.

Figura 6-9. Sistema de produção de biometano. Fonte: Autor.

²² Chama-se de “*upgrading*” ao processo de enriquecimento do biogás, que retira o CO₂ aumentando a porcentagem de metano na sua composição.

6.3.1 Equipamentos do sistema de produção de biometano

Upgrading

Existem várias tecnologias de *upgrading*, incluindo lavagem com água, separação criogênica, absorção física, absorção química, adsorção por pressão, tecnologia de membrana e métodos biológicos. Um resumo sobre o custo e as principais características dessas tecnologias pode ser encontrado em Sun *et al.* (2015) e em Coelho *et al.* (2018).

No presente trabalho, é considerada a tecnologia da lavagem com água (*water scrubber*), por ser o método mais empregado na atualidade, dispondo de fornecedores nacionais e com condições de cumprir, segundo os fabricantes de equipamentos, as necessidades de escala e especificidades de qualidade para o gás de saída. Nesta tecnologia, como indica seu nome, a água é usada como solvente, já que a solubilidade do CH₄ em água é muito menor do que o CO₂. O H₂S pode ser removido em conjunto com CO₂, uma vez que a solubilidade do H₂S em água é maior do que a do CO₂. No entanto, como H₂S gasoso pode causar problemas de corrosão, a sua pré-separação é necessária. Esta tecnologia pode permitir atingir uma pureza de CH₄ de 80 a 99%, dependendo do volume de gases não condensáveis tais como N₂ e O₂ que não podem ser separados de CH₄ (SUN *et al.*, 2015). No caso da lavagem com água, é necessária a secagem do biometano, pois este sai saturado de umidade.

6.3.2 Entradas do sistema de produção de biometano

a) Eletricidade

O consumo de energia na lavagem de água é principalmente para a compressão de gás de entrada e água de processamento por bombas de circulação. A vazão de biogás saindo do biodigestor é de aproximadamente 2.000 Nm³/h. Uma instalação tipo *water scrubber* com essa capacidade de *upgrading*, tem um consumo de energia elétrica de 0,25 kWh_e/Nm³ de biogás combustível (URBAN *et al.*, 2009). Assim, os valores calculados de consumo de eletricidade por Nm³ de biogás combustível e por Nm³ de biometano parecem resumidos na Tabela 6-8:

Tabela 6-8. Consumo de eletricidade nos sistemas por Nm³ de biogás combustível e por Nm³ de biometano.

Sistema	kWh _e /Nm ³ de biogás combustível	kWh _e /Nm ³ de biometano
Biodigestor + dessulfurizador	0,37	0,60
Desumificador	0,03	0,06
<i>Upgrading</i>	0,25	0,40

Fonte: Cálculos do Autor.

b) Água

Segundo o *Swiss Center for Life Cycle Inventories* (2009), uma planta purificadora de biogás tipo *water scrubber* consome 129 kg de água por tonelada de CO₂ removida.

6.3.3 Saídas do sistema de produção de biometano

a) Biometano

Como foi indicado anteriormente, o biometano deve cumprir os padrões estabelecidos na ANP nº 8, de 30/01/2015 para poder ser misturado ao gás natural ou substituí-lo nos usos finais do mesmo. A Tabela 6-9 mostra as características desses dois combustíveis gasosos:

Tabela 6-9. Especificações ANP do biometano e do gás natural para a Região Sudeste.

Especificação do biometano para a Região Sudeste (ANP nº 8 de 30/01/2015)		
PCS	NE	kJ/Nm ³
IW	NE	kJ/Nm ³
CH ₄	96,5	% vol
CO ₂	3,0	% vol
O ₂	0,5	% vol
H ₂ S máx.	10	mg/Nm ³
Enxofre Total máx.	70	mg/Nm ³
Especificação do gás natural para a Região Sudeste (ANP nº16 de 17/06/2008)		
PCS mín.	35.000	kJ/Nm ³
PCS máx.	43.000	kJ/Nm ³
IW mín.	46.500	kJ/Nm ³
IW máx.	53.500	kJ/Nm ³
CO ₂ máx.	3,0	% vol
O ₂ máx.	0,5	% vol
H ₂ S máx.	10	mg/Nm ³
Enxofre Total máx.	70	mg/Nm ³

Fonte: ANP (2015) e ANP (2008).

Observando-se a porcentagem mínima de 97%, as taxas de produção de biogás bruto e combustível a partir da vinhaça (Tabela 6-5 e Tabela 6-7), assim com as perdas de gás especificadas mais à frente, foram estimados os valores da Tabela 6-10, onde se apresentam as taxas máximas, mínimas e médias da produção de biometano com vinhaça.

Tabela 6-10. Taxas da produção de biometano com vinhaça.

Taxa	Unidade	Usina Média	Mín.	Máx.
Produção de biometano / Carga orgânica	Nm ³ de biometano / kg DQO	0,17	0,12	0,22
Produção de biometano / Produção de etanol	Nm ³ de biometano / m ³ de etanol	51,10	20,41	82,17
Produção de biometano / Produção de vinhaça	Nm ³ de biometano / m ³ de vinhaça	4,26	1,08	21,17
Carga orgânica / Produção de biometano	kg DQO / Nm ³ de biometano	5,87	8,51	4,60
Produção de etanol / Produção de biometano	m ³ de etanol / Nm ³ de biometano	0,02	0,05	0,01
Produção de vinhaça / Produção de biogás bruto	m ³ de vinhaça / Nm ³ de biometano	0,23	0,93	0,05

Fonte: Cálculos do Autor.

b) Perdas de CH₄

As perdas de CH₄, principalmente devido à dissolução na água, são geralmente entre 3 e 5% (HOLMGREN, 2015; JONERHOLM, 2012), embora alguns fornecedores de equipamentos afirmam que as perdas podem ser controladas abaixo de 2%.

6.4 Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

O Cenário 1 estuda a possibilidade de adaptar as caldeiras existentes nas usinas para efetuar uma combustão conjunta de bagaço com biogás, mediante a instalação de queimadores adequados para esse combustível gasoso. Dessa maneira, com o acréscimo do biogás como combustível na caldeira, haveria uma fonte de energia extra para a geração de vapor, que poderia ser utilizado para gerar eletricidade e concentrar a vinhaça.

O vapor produzido na caldeira, considerado como de 40 bar, é expandido em uma turbina até atingir a pressão de processo. A turbina acoplada a um gerador produz energia

elétrica e o vapor extraído é utilizado para fornecer energia térmica ao concentrador evaporativo da vinhaça.

Os concentradores de vinhaça funcionam por meio do processo físico da evaporação. A evaporação permite concentrar os sólidos presentes na vinhaça em uma parte do líquido, gerando economia no seu transporte. O vapor resultante pode ser condensado para fornecer água de reuso ao processo da usina.

O princípio de funcionamento dos evaporadores consiste em uma superfície de transferência de calor do fluido de aquecimento com a solução que se quer concentrar, não havendo contato direto entre eles e existindo somente uma troca térmica. O fluido a concentrar deve circular por um meio que permita a separação do vapor e do líquido concentrado.

A utilização de concentradores de vinhaça vem se implantando com mais frequência a partir do ano de 2009. A instalação de concentradores tem sido impulsionada tanto pela Norma Técnica P4.231/2005 (CETESB, 2005), que restringe a dosagem de vinhaça disposta no solo, como pela disponibilidade de equipamentos que aproveitam o calor residual de outros processos da usina.

Os primeiros concentradores de vinhaça apresentavam problemas com incrustações e com o elevado consumo energético (CARVALHO & SILVA, 2008). O uso de sistemas *Clean-in-Place* (CIP)²³ e de evaporadores tipo *Thermally Accelerated Short Time Evaporator* (TASTE)²⁴ reduziram as incrustações. O consumo energético foi diminuído com sistemas de cogeração e com o aproveitamento de calor residual utilizando concentradores acoplados à destilaria. Ainda assim, o principal entrave para a implantação dessa tecnologia é o alto consumo térmico para realizar a evaporação.

Por esse motivo, surgiu a ideia de utilizar o próprio biogás da vinhaça como fonte calorífica para sua concentração e, assim, de incluir essa possibilidade como cenário no presente trabalho, para sua avaliação. Neste cenário, inclui-se, por um lado, o sistema de cogeração termoelétrica mediante turbinas de extração-condensação e, por outro, o sistema de concentração, com seus ganhos ambientais e econômicos resultantes do transporte da vinhaça concentrada. (Figura 6-10).

²³ *Clean-in-place* (CIP) é um método que utiliza químicos para limpeza sem desmontagem, sendo empregado para superfícies internas dos tubos, vasos, equipamentos de processo, filtros e acessórios associados.

²⁴ Os evaporadores *Thermally Accelerated Short Time Evaporator* (TASTE) são amplamente utilizados para concentrar sucos. Produzem menos danos térmicos no concentrado que outros processos de evaporação.

Figura 6-10. Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça. Fonte: Autor.

Existem estudos que avaliaram outras possibilidades de uso do biogás nas caldeiras das usinas, como a concebida por Joppert *et al.* (2017), que avaliou a quantidade de bagaço que seria liberada para a produção de etanol de segunda geração (2G), graças ao aumento do consumo de palha e ao consumo de biogás de vinhaça. Seus resultados mostraram que é possível passar de 56,5 até 100% de bagaço disponibilizado, usando a tecnologia de ciclo combinado.

Todavia, o presente trabalho tomou como premissa produzir a menor interferência possível nos sistemas já instalados nas usinas, com fins de não aumentar os custos de investimento.

6.4.1 Equipamentos do Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

a) Caldeira de bagaço adaptada para combustão conjunta com biogás

Não foram encontradas experiências industriais, no Brasil, deste tipo de adaptação em caldeiras de bagaço, para queima conjunta com combustíveis gasosos (como, por exemplo, gás natural). Essa possibilidade foi analisada teoricamente por Uchôa *et al.* (2006), mas, na opinião desses autores, na prática dificilmente ocorrerá, já que são diferentes os modos de construção da caldeira que utiliza bagaço de cana como combustível e da caldeira projetada para a combustão de gás natural, sendo que esta apresenta dimensões mais compactas e aproveita melhor o calor fornecido pela combustão do gás. Ainda assim, considera-se essa possibilidade de *retrofit* porque melhoraria o aproveitamento dos sistemas de cogeração já instalados, possibilitando a diminuição de tempo de sua parada na entressafra e/ou permitindo criar um excedente de bagaço para etanol 2G. Salomon (2007) considerou a possibilidade desse *retrofit* e estimou seus custos e benefícios econômicos.

Casaca & Costa (2003) realizaram uma experiência com uma caldeira de leito fluidizado utilizando combustão conjunta de biomassa pulverizada com gás natural. Os resultados dessa experiência foram utilizados como referência para a análise ambiental deste cenário.

b) Turbina e gerador

O vapor é expandindo em uma turbina com $\eta_t = 0,8$ (rendimento da turbina isentrópico) (LORA, 2008), até a pressão de processo. O vapor de escape da turbina é encaminhado ao concentrador, configurando um sistema de cogeração. Somente foi contabilizada a energia elétrica gerada (W) em decorrência da combustão do biogás, sem considerar a energia gerada pelo bagaço. Assume-se uma eficiência eletromecânica do gerador de $\eta_e = 0,98$ (LORA, 2008).

c) Concentrador

A seleção do evaporador depende das características da vinhaça, tal como a sua viscosidade, da taxa da concentração a ser atingida, da evaporação necessária e do tipo de sistema de aquecimento/recuperação de calor. A Tabela 6-11 resume as propriedades físicas da vinhaça que determinam o tipo de equipamento a escolher.

Tabela 6-11. Propriedades físicas da vinhaça *in natura* e concentrada.

	Vinhaça <i>in natura</i>	Vinhaça concentrada
Teor de sólidos	23 - 81 g/l (CETESB, 1982)	500 - 650 g/l (50 a 65 °Brix) ²⁵
Viscosidade	1 cP	20 a 150 cP
Densidade	1.030 kg/m ³	1.300 – 1.400 kg/m ³
Temperatura	60 - 100 °C	50 - 60 °C

Fonte: Adaptado de GEA (2007).

Os evaporadores de película descendente (*falling film*) são usados para baixas viscosidades (de até 100 cP²⁶) e para elevadas taxas de evaporação, sendo normalmente utilizados em instalações de grande porte, com capacidade para concentrar até 150 m³ de vinhaça *in natura* por hora (GEA, 2007). Nesse tipo de evaporador, uma película do fluido a ser concentrado desce por gravidade, mantendo o contato com a superfície de troca térmica. Durante esse contato, o fluido se aquece até a volatilização do solvente em forma de vapor. À medida que o teor de sólidos aumenta, esse tipo de evaporador sofre com os problemas relacionados à rápida incrustação e à cristalização espontânea. As incrustações diminuem tanto a troca térmica como a eficiência do evaporador, consequentemente aumentando o número de paradas, os custos com insumos para limpeza e com manutenção. Para evitar esse problema, foi desenvolvida a tecnologia de névoa turbulenta descendente (*TASTE*), onde o líquido a concentrar é transformado em névoa na entrada do evaporador, por meio de um difusor (WELCH, 1989).

O processo de evaporação demanda quantidades consideráveis de energia térmica. Consequentemente, a viabilidade de seu emprego depende, de forma determinante, de diminuir o consumo de vapor, sendo que, normalmente, é utilizado como fonte de calor o vapor saturado procedente de caldeiras. Para reduzir o consumo, utilizam-se basicamente duas estratégias: a evaporação em sistemas de múltiplos efeitos e o uso de fontes residuais de calor.

No sistema de evaporação em múltiplos efeitos (Figura 6-11), os evaporadores são montados em sequência, de modo que o vapor vegetal²⁷ de um evaporador é utilizado como fonte de calor para o seguinte, e assim sucessivamente. Cada evaporador individual é chamado

²⁵ O grau Brix (°Bx) indica a quantidade total de sacarose dissolvida em um líquido. Uma solução de 25 °Bx contém 25 g de açúcar (sacarose) por 100 g de solução. No caso da vinhaça, os sólidos presentes não são somente sacarose. Por esse motivo, para medir a concentração da vinhaça, convencionalmente se utiliza a seguinte definição de grau Brix: gramas de sólidos totais dissolvidos por cada 100 gramas de efluente.

²⁶ A unidade no Sistema Cegesimal de unidades para a viscosidade dinâmica é o poise (P). O centipoise (cP) é seu submúltiplo mais usado.

²⁷ Vapor produzido pela evaporação de água da vinhaça.

de “efeito”. O vapor vegetal produzido no último efeito passa por um condensador, encerrando o processo.

Quanto maior o número de efeitos, maior é a redução do consumo de energia. Além da economia de vapor, também se obtém uma economia de água de resfriamento no condensador, já que este último condensa somente o vapor vegetal gerado no último efeito. Por outro lado, o aumento de número de efeitos aumenta os custos de investimento e de manutenção (CARVALHO & SILVA, 2008).

Com relação ao uso de fontes residuais de calor, pode-se acoplar o evaporador à coluna de destilação, de tal forma que os vapores provenientes dela sirvam como fonte de calor para o seguinte efeito, ou seja, a coluna de destilação funcionaria como se fosse o primeiro efeito do evaporador. Também, existe a possibilidade de utilizar os gases da caldeira produzidos na combustão do bagaço como fonte de aquecimento, mas isso exige maior potência de exaustão para conseguir evacuar os gases pela chaminé. Essa tecnologia encontra-se em desenvolvimento.

Figura 6-11. Concentrador de vinhaça “Ecovin” com evaporador de múltiplos efeitos. Fonte: Citrotec® (2014).

Neste estudo, é tomado como referência um concentrador de vinhaça com evaporador de 7 efeitos, cujo consumo é de 1 kg de vapor por 6,2 kg de evaporação, assumindo uma porcentagem de sólidos iniciais de 4% (Vinhaça com 4 graus Brix ou $V_{4^{\circ}\text{Bx}}$). A Tabela 6-12 ilustra a evolução das características da solução, a quantidade de água a evaporar e o consumo de vapor necessário por m^3 de vinhaça *in natura* ($V_{4^{\circ}\text{Bx}}$), conforme a concentração final é incrementada.

Tabela 6-12. Quantidade de água a evaporar por m³ de V_{4°Bx}, para atingir diferentes graus de concentração.

Concentração (°Bx)	Massa de soluto (kg/m ³ de V _{4°Bx})	Massa de água (kg/m ³ de V _{4°Bx})	Massa total (kg/m ³ de V _{4°Bx})	Densidade (kg/m ³)	Água evaporada (kg/m ³ de V _{4°Bx})	Consumo de vapor no evaporador (kg/m ³ de V _{4°Bx})
4	40,56	973,4	1014,0	1,01	0	0
10	40,56	365,0	405,6	1,04	608,4	98,1
20	40,56	162,2	202,8	1,07	811,2	130,8

Fonte: Cálculos do autor baseados nos dados da CETESB (1982), GEA Wiegand GmbH (2007) e CITROTEC® (2013).

d) Frota

As usinas utilizam, geralmente, caminhões de 12 a 15 m³ de capacidade, adaptados para aplicação da vinhaça concentrada como biofertilizante. Os caminhões são preparados para fertilizar várias linhas de plantio de cana ao mesmo tempo, aplicando o concentrado sobre elas. No uso da vinhaça, esse tipo de aplicação é muito mais eficiente que os sistemas de aspersão, por não existirem perdas nos canais, nos dutos nem na entrelinha (Figura 6-12).

Figura 6-12. Caminhão aplicando vinhaça concentrada. Fonte: Barganha (2010)²⁸.

²⁸ https://www.youtube.com/watch?v=eDG-O6_z_Pw

6.4.2 Entradas do Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

Os insumos considerados neste Cenário 1 são a vinhaça biodigerida, procedente do biodigestor e cujas características estão especificadas na Tabela 6-3, assim como o biogás combustível, de composição indicada na Tabela 6-6.

6.4.3 Saídas do Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

Os produtos deste Cenário 1 são, por um lado, a energia elétrica gerada pelo sistema de cogeração, que utiliza o biogás como combustível complementar ao bagaço e, por outro, a vinhaça concentrada ($V_{20^{\circ}\text{Bx}}$), que foi processada por meio da energia térmica (vapor) procedente do mesmo sistema de cogeração. O diagrama que ilustra esse processo se encontra na Figura 6-13. Além desses, também é considerado como produto o consumo de óleo diesel evitado na fertirrigação com vinhaça concentrada, se comparado com o cenário de referência da fertirrigação com vinhaça *in natura*.

a) Energia elétrica e térmica

Para estimar as quantidades de energia elétrica e térmica produzidas pelo sistema de cogeração, representado na Figura 6-13, é calculado a produção de vapor de alta pressão correspondente à queima de biogás combustível. No diagrama da Figura 6-13, a energia elétrica produzida (W) por esse sistema de cogeração provém da energia do biogás e do bagaço, mas, no cálculo, somente é considerada a energia proveniente da combustão do biogás.

Figura 6-13. Representação do sistema de cogeração e diagrama termodinâmico ideal T-S do ciclo que supre o evaporador no Cenário 1. Fonte: Autor.

No cálculo da energia produzida, considera-se um sistema composto por uma caldeira de 42 bar de pressão manométrica, 400 °C e $\eta_c = 0,8$ (rendimento térmico da caldeira), assim como composto por uma turbina com $\eta_t = 0,8$ (rendimento isentrópico da turbina)²⁹, onde o vapor é expandindo, sendo que esses parâmetros são usuais nas usinas paulistas (LORA, 2008). O vapor extraído da turbina possui a mesma pressão manométrica que o vapor de processo (1,5 bar) e pode ser encaminhado para o evaporador. Observa-se que o evaporador funciona como condensador desse ciclo Rankine.

Na Tabela 6-13, resumem-se os parâmetros termodinâmicos que caracterizam os pontos do ciclo. A entalpia de saída da bomba foi aproximada à entalpia do líquido saturado a 2,5 atm.

Tabela 6-13. Parâmetros termodinâmicos do ciclo de cogeração do Cenário 1.

Pto.	Tabela	Press. (MPa)	Temp. (°C)	Ental. espec. “h” (kJ/kg)	Entro. espec. “s” (kJ/kg K)	s _L (kJ/kg K)	s _V (kJ/kg K)	h _L (kJ/kg)	h _V (kJ/kg)
1	água saturada	0,25 ^a	126,8 ^b	535,34 ^b	-	1,6072 ^b	-	535,34 ^b	-
2	água saturada	-	126,8 ^b	535,34 ^b	-	-	-	-	-
3	vapor superaquecido	4,3 ^a	400 ^a	3209,1 ^b	6,7319 ^b	-	-	-	-
4	vapor saturado	0,25 ^a	126,8 ^b	2712,56 ^c	6,7319 ^b	-	7,0526 ^b	-	2716,9 ^b

Fonte: a) Valor preestabelecido no cenário; b) Valor tabelado obtido em tabela de vapor; c) Valor calculado na Equação 5.

A partir dos valores da Tabela 6-13, calculam-se o título do vapor na saída da turbina isentrópica (Equação 3), assim como a entalpia isentrópica (Equação 4) e a real (Equação 5), que seria a entalpia do vapor na entrada do evaporador.

$$x_{4iso} = \frac{s_4 - s_L}{s_V - s_L} \quad \text{Equação 3}$$

$$h_{4iso} = x_{4iso} \times h_V + (1 - x_{4iso}) \times h_L \quad \text{Equação 4}$$

$$h_4 = \eta_t \times (h_{4iso} - h_3) + h_3 \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

²⁹ O rendimento isentrópico ou adiabático da turbina define-se como a razão entre o trabalho real da turbina e o trabalho que seria conseguido se o processo tivesse sido isentrópico.

Dados de entrada			
Símbolo	Significado	Valor	Fonte
h_L	Entalpia específica da água saturada	535,34 kJ/kg	Tabela 6-13
h_V	Entalpia específica do vapor saturado	2.716,9 kJ/kg	Tabela 6-13
h_x ,	Entalpia específica do vapor no ponto x	x = 1, 3 e 4	
s_4	Entropia específica do vapor no ponto 4	6,7319 kJ/kg K	Tabela 6-13
s_L	Entropia específica da água saturada*	1,6072 kJ/kg K	Tabela 6-13
s_V	Entropia específica do vapor saturado	7,0526 kJ/kg K	Tabela 6-13
η_t	Rendimento da turbina	0,8	Lora, 2008
Resultados			
x_{4iso}	Título isentrópico do vapor no ponto 4	0,94	<i>Equação 3</i>
h_{4iso}	Entalpia específica isotrópica do vapor no ponto 4	2.588,42 kJ/kg	<i>Equação 4</i>
h_4	Entalpia específica do vapor no ponto 4	2.712,56 kJ/kg	<i>Equação 5</i>

*T = 126,8 °C; P = 0,25 MPa

Utilizando os parâmetros termodinâmicos anteriores, calculam-se as quantidades de energia elétrica gerada e do volume de vinhaça que poderia ser concentrado até 20°Bx por Nm³ de biogás combustível.

$$Q_{\text{biogás}} = V \times PCI_{\text{biogás}} \quad \text{Equação 6}$$

$$Q_{\text{caldeira}} = Q_{\text{biogás}} \times \eta_c \quad \text{Equação 7}$$

$$M_{\text{vapor 42 bar}} = \frac{Q_{\text{caldeira}}}{(h_3 - h_2)} \quad \text{Equação 8}$$

$$-W_t = M_{\text{vapor 42 bar}} \times (h_4 - h_3) \quad \text{Equação 9}$$

$$W_e = W_t \times \eta_g \quad \text{Equação 10}$$

$$V_{4^{\circ}\text{Bx conc}} = \frac{M_{\text{vapor 42 bar}}}{m_{\text{vap}}/V_{4^{\circ}\text{Bx}}} \quad \text{Equação 11}$$

Onde:

Dados de entrada			
Símbolo	Significado	Valor	Fonte
V	Volume de biogás combustível	1 Nm ³	
PCI _{biogás}	Poder calorífico do biogás combustível	21.318 kJ/Nm ³	Tabela 6-6
η_c	Rendimento da caldeira	0,8	Lora, 2008
η_g	Rendimento do gerador	0,95	Lora, 2008
h_x	Entalpia específica do vapor no ponto x	x = 2, 3 e 4	Tabela 6-13
$m_{vap}/V_{4^\circ Bx}$	Vapor consumido por m ³ de V _{4°Bx} concentrada até V _{20°Bx}	130,8 kg/m ³	Tabela 6-12

Resultados (por Nm ³ de biogás combustível)			
Q _{biogás}	Calor da combustão do biogás combustível	21.318 kJ	Equação 6
Q _{caldeira}	Calor transferido ao vapor	17.054,4 kJ	Equação 7
M _{vapor 42 bar}	Massa de vapor de 42 bar gerada	6,38 kg	Equação 8
W _t	Energia mecânica gerada pela turbina	3.167,2 kJ	Equação 9
W _e	Energia elétrica gerada	0,84 kWh _e	Equação 10
V _{4°Bx conc}	Volume concentrado de V _{4°Bx} até V _{20°Bx}	0,05 m ³	Equação 11

Calculou-se que, para cada Nm³ de biogás combustível, são produzidos 0,84 kWh_e no sistema de cogeração. Dessa energia tem que ser descontadas as cargas do sistema de produção do biogás combustível, assim como as cargas do concentrador de vinhaça. Segundo os fornecedores de equipamentos, a potência instalada nos motores de um evaporador de 250 t/h de capacidade de evaporação seria de 800 kW_e com demanda de 80%, podendo-se assumir, como consumo específico de eletricidade na concentração, o valor de 2,6 kWh_e por tonelada de evaporação. Em definitiva, descontando-se os valores das cargas da produção do biogás combustível, obtém-se que, por Nm³ de biogás, poderiam ser exportados 0,29 kWh_e para o SIN.

b) Vinhaça concentrada e condensado

Como foi mostrado na Tabela 6-12, a quantidade de água evaporada por m³ de vinhaça *in natura* é de 811,2 kg, resultando em 0,165 m³ de vinhaça 20°Bx. Assim, por Nm³ de biogás, são concentrados 50 L de V_{4°Bx} até obter 8 L de V_{20°Bx}.

Dessa forma, como cada m³ de vinhaça *in natura* produz 6,89 Nm³ de biogás (Tabela 6-7), obtém-se que, com esse poder calorífico, podem ser concentrados 0,33 m³ de vinhaça. Consequentemente, utilizando o poder calorífico do biogás de vinhaça para a concentração da mesma, pode ser concentrado 33% de seu volume.

A água evaporada é condensada para seu reuso no processo. Esse condensado possui concentrações de ácidos orgânicos, de nitrogênio nítrico (~1 mg/l) e amoniacal (~1,5 mg/l), assim como de etanol (Análises Laboratoriais, Fazenda São Domingos, 2008). Como essa água de reuso tem pH de valor entre 3 e 4, atualmente está sendo utilizada nas dornas de fermentação pelas suas propriedades antissépticas.

c) Consumo de óleo diesel evitado

Considerando que 33% do volume de vinhaça pode ser concentrado, que esse volume concentrado seria transportado em caminhão para ser aplicado diretamente na lavoura e que o volume restante (67%) seria transportado mediante canal e aplicado por aspersão, pode-se estimar o consumo de diesel da fertirrigação (Tabela 6-14).

Tabela 6-14. Consumo de diesel na fertirrigação com vinhaça concentrada e *in natura*.

Sistema de transporte e aplicação	Equipamento	% de vinhaça (V_{Bx4^o})	Dist. média (km)	Consumo unitário de diesel	Consumo diesel por m ³ de V_{Bx4^o} (l/m ³)
Caminhão aplicando vinhaça concentrada V_{20^oBx} diretamente	MB2318 com tanque de 15 m ³	33%	11,2	2,20 km/l	0,04
Sistema de aspersão aplicando <i>in natura</i>	Motobomba em canal com montagem direta ou rolão	67%	-	7,5 m ³ vinhaça/l	0,09
TOTAL		100%	-	-	0,13

Fonte: Calculado pelo autor, baseado em dados de Macedo *et al.* (2004).

Assim, sabendo que no cenário de referência com fertirrigação de vinhaça *in natura* o consumo de diesel por m³ de vinhaça é de 0,3 L/m³ (Tabela 6-1), chega-se a um consumo evitado de diesel, com a concentração da vinhaça, de 0,17 L/m³ de vinhaça *in natura*, neste cenário.

d) Emissões

Neste cenário, são contabilizadas as emissões de NO_x e SO_x devidas à combustão de biogás na caldeira. Por outro lado, são descontadas as emissões de NO_x, SO_x e GEE evitadas pela exportação de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), já que, com essa exportação, uma quantidade de eletricidade do SIN, em parte proveniente da queima de

combustíveis fósseis (17,1% da eletricidade do SIN vem de fontes fósseis, Figura 5-2) é substituída por outra totalmente renovável (biogás). O inventário de emissões do SIN utilizado para realizar o cálculo desse desconto é apresentado no APÊNDICE A.

Também são evitadas emissões ao transportar vinhaça concentrada, já que o volume a ser distribuído é menor e, portanto, também é menor o consumo de combustível na fertirrigação.

Emissões da caldeira

No que diz respeito às emissões da caldeira, deve-se considerar que a combustão do biogás seria realizada junto com bagaço. Casaca & Costa (2003) mostraram que a combustão conjunta de gás natural com biomassa não tem um efeito significativo nas emissões de NO_x quando comparado com as emissões da queima de apenas gás natural. Dessa forma, assume-se um fator de emissão para a queima de gás natural em caldeiras de 70 gNO_x/GJ_t (EMEP/EEA, 2009). Esse fator de emissão multiplicado pelo do PCI do biogás, resulta em uma emissão estimada de 1,49 gNO_x na combustão de 1 Nm³ de biogás. Considerando a eficiência termoelétrica do sistema de cogeração, são emitidos 1,79 gNO_x por kWh_e gerado com o biogás, sendo este valor superior ao produzido pelo SIN de 0,43 g de NO_x por kWh_e gerado (OC, 2019). (Tabela 6-15).

Tabela 6-15. Fatores de emissão de caldeiras de gás.

	Fator de emissão (gNO_x/GJ_t)	Fator de emissão calculado (gNO_x/kWh_e)	Fonte
Caldeiras de gás	70	1,79	EMEP/EEA, 2009
SIN	-	0,43	OC, 2019

No que diz respeito ao SO₂, supõe-se que todo o enxofre presente no biogás se oxida na caldeira³⁰, pois essa reação se produz em taxas elevadas com esse tipo de equipamento. Sabendo que o biogás contém 75 ppm de H₂S³¹ na entrada da caldeira (saída do dessulfurizador), pode-se calcular a emissão de SO₂ (Equação 12).

$$SO_2 = V \times [H_2S] \times \frac{MSO_2}{MH_2S} \quad \text{Equação 12}$$

Onde:

³⁰ Na combustão se dá a seguinte reação de oxidação: 2H₂S + 3O₂ = 2SO₂ + 2H₂O

³¹ Valor da saída de H₂S do dessulfurizador (PAQUES, 2014).

Dados de entrada			
Símbolo	Significado	Valor	Fonte
V	Volume de biogás combustível	1 Nm ³	PAQUES, 2014
[H ₂ S]	Concentração de H ₂ S no biogás	113 mg/Nm ³⁽³²⁾	
M _{H2S}	Massa molecular do H ₂ S	34,08 g/M	
M _{SO2}	Massa molecular do SO ₂	64,06 g/M	
Resultados			
SO ₂	Emissão de SO ₂ na caldeira pelo biogás	212,4 mgSO ₂	<i>Equação 12</i>

Emissões devidas ao óleo diesel

Como foi calculado na Tabela 6-14, ao concentrar 33% do volume de vinhaça, então o consumo de diesel passaria de 0,3 L/m³ para 0,13 L/m³ de vinhaça. Considerando a emissão total do ciclo de vida do diesel de 3,1 kgCO_{2eq}/L diesel (IPEA, 2011), obtém-se que a emissão causada pelos motores diesel é de 0,39 kgCO_{2eq}/m³ de vinhaça no Cenário 1, frente a 0,92 kgCO_{2eq}/m³ de vinhaça no cenário de referência.

Utilizando os valores de consumo de combustível da Tabela 6-14 e os fatores de emissão da Tabela 6-2, pode-se calcular a emissão de NO_x produzida no Cenário 1 (Tabela 6-16).

Tabela 6-16. Cálculo das emissões de NO_x no Cenário 1

Sistema de transporte e de aplicação	Equipamentos	% de Volume de vinhaça	Distância média ou tempo de funcionamento	Fator de emissão de NO _x (g/km ou g/kWh)	Emissão de NO _x por m ³ de V _{Bx4°} (g/m ³)	Emissão de NO _x por Nm ³ de biogás (g/Nm ³)
Caminhão semipesado aplicando diretamente	MB2318 com tanque de 15 m ³	33%	7 km	5,23 g/km	0,424	0,062
Sistema de aspersão aplicando	Motobomba 120 kW em canal com montagem direta ou com rolão	67%	0,007 h/m ³	4,72 g/kWh	0,022	0,003
TOTAL		100%			0,45	0,06

Fonte dos fatores de emissão: CETESB (2013).

³² 75 ppm de H₂S equivale a 113 mgH₂S/m³ de biogás.

Como foi indicado no Cenário 0, as emissões de SO_x são diretamente proporcionais ao teor de enxofre presente no óleo diesel e ao consumo desse combustível (Equação 2). O consumo desse combustível no Cenário 1 é de $0,13 \text{ L/m}^3$ de vinhaça, obtém-se $0,11 \text{ gSO}_2/\text{m}^3$.

6.5 Cenário 2: Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto

Este cenário considera que o biogás combustível é utilizado em motogeradores termoeletrônicos de combustão interna ciclo Otto (Figura 6-14 e Figura 6-15). Parte da eletricidade gerada é consumida nas cargas internas do biodigestor e seu excedente exportado ao SIN. Dessa maneira, no balanço de emissões deste cenário, são descontadas as emissões evitadas no SIN e contabilizadas as emissões dos motogeradores na combustão do biogás.

Figura 6-14. Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto. Fonte: Autor.

Figura 6-15. Usina termoeletrica de biogás proveniente dos resíduos da agroindústria sucroalcooleira. Fonte: Geo-Energética Participações S/A (2019).

6.5.1 Equipamentos do Cenário 2. Produção de eletricidade com ciclo Otto

Motor ciclo Otto com Gerador

Atualmente, a destinação do biogás mais adotada é seu uso em motogerador. São máquinas simples e robustas, que permitem certa flexibilidade na proporção de metano do biogás. Os motogeradores também podem utilizar diversos tipos de combustíveis líquidos e/ou gasosos tais como óleo diesel, óleo pesado, gás natural, biogás ou ainda uma mistura deles. Os motores diesel e os Otto tradicionais são facilmente adaptados para biogás, mas, atualmente, já são fabricados equipamentos específicos para consumir biogás com diferentes teores de metano, dióxido de carbono e H_2S . Normalmente, são utilizados para fornecer pequenas e médias potências elétricas, da ordem de centenas de kW_e até dezenas de MW_e . A eficiência termelétrica dos motogeradores depende da sua potência, encontrando-se entre 27% para motores pequenos (100 kW_e) e 41% para os de grande porte ($> 1MW_e$) (USEPA, 2015). Considerando a produção da Usina Média, a potência instalada seria de 1 a 4 MW_e (POVEDA, 2015) e, dessa forma, poderiam ser utilizados motores com potência superior a $1MW_e$ e com rendimento termelétrico próximo a 40%.

6.5.2 Entradas do Cenário 2. Produção de eletricidade com ciclo Otto

O biogás combustível é considerado como o único insumo deste sistema. Outro insumo importante que poderia ter sido considerado é o óleo lubrificante consumido pelos motores, pois esses equipamentos apresentam um gasto significativo desse insumo. O consumo de óleo lubrificante não foi incluído na avaliação ambiental por falta de dados para completar o inventário de emissões, mas foi considerado na avaliação dos custos da operação e da manutenção.

6.5.3 Saídas do Cenário 2. Produção de eletricidade com ciclo Otto

a) Eletricidade

Considerando uma eficiência termelétrica de 40%, pode-se calcular a energia elétrica gerada por Nm^3 do biogás combustível (Equação 13):

$$E_e = Q_{\text{biogás}} \times \eta_{e/t}$$

Equação 13

Onde:

Dados de entrada			
Símbolo	Significado	Valor	Fonte
$PCI_{\text{biogás}}$	Poder Calorífico Inferior do biogás (60% CH ₄)	21.318 kJ/Nm ³	Tabela 6-6
$\eta_{e/t}$	Rendimento termoelétrico do motor	0,40	USEPA, 2015
Resultados			
E_e	Energia elétrica produzida por Nm ³ de biogás	2,37 kWh _e /Nm ³	<i>Equação 13</i>

A energia produzida pelo motogerador seria de 2,37 kWh_e/Nm³, observando que essa cifra é quase três vezes a produzida pelo sistema de cogeração, de 0,84 kWh_e/Nm³. Descontando os valores das cargas da produção do biogás combustível, obtém-se que poderiam ser exportados para o SIN 1,93 kWh_e/Nm³ utilizando motogerador, frente a 0,29 kWh_e/Nm³ queimando o biogás junto ao bagaço no sistema de cogeração da usina.

b) Emissões

Emissão por consumo de combustíveis fósseis

Como foi visto no balanço energético, no Cenário 2 o consumo de diesel na distribuição da vinhaça seria igual ao do cenário de referência. Além do consumo na fertirrigação, no Cenário 2 também deve ser contabilizado o consumo de combustíveis fósseis da produção do NaOH, insumo do processo de biodigestão e de purificação do biogás, totalizando 0,96 kgCO_{2eq}/m³ de vinhaça.

Emissões evitadas pela produção de energia elétrica

Para realizar uma aproximação das emissões evitadas de CO_{2eq} neste cenário, utilizou-se o valor já calculado de produção de eletricidade de 1,93 kWh_e/Nm³ de biogás (correspondente a 13,22 kWh_e/ m³ de vinhaça) e a Intensidade de Carbono na Geração Elétrica Brasileira (ICGEB) de 93 kgCO_{2eq}/MWh_e (OC, 2019).

Já que o sistema de distribuição da vinhaça é o mesmo que o do cenário de referência, este cenário teria a mesma emissão de NO_x e SO_x nos motores diesel usados na fertirrigação. A

essa emissão de poluentes precisa ser somada a emissão do motogerador a biogás, que é calculada a seguir.

As taxas de emissão de NO_x de motogeradores consumindo biogás variam de 0,03 lb/MMBtu até mais de 1,53 lb/MMBtu (CEC, 2009). Realizando-se a conversão de unidades e utilizando-se o PCI do biogás, obtém-se uma faixa de emissão de 0,27 até 14,02 g de NO_x por Nm^3 de biogás. O melhor desempenho ambiental é obtido em motores que contam com alguma forma de controle de emissões (catalisador ou monitoramento do motor). Esses resultados mostram que o uso do biogás em motores é melhor que o do gás natural, pois os fatores de emissões adotados pela USEPA, para motores a gás natural sem qualquer controle de emissões, encontram-se entre 0,85 lb/MMBtu e 2,27 lb/MMBtu.

Neste trabalho foi adotado um fator de emissão de 1 g de NO_x por Nm^3 de biogás, sendo esse um valor intermediário para motogeradores a biogás com controle de emissões. Com esse fator, pode ser calculada a emissão de 0,42 g de NO_x por kWh_e gerado, valor que é muito semelhante ao produzido pelo SIN, de 0,43 g de NO_x por kWh_e gerado (OC, 2019).

No que diz respeito ao SO_x , supõe-se que todo o enxofre presente no biogás se oxida no motor³³, pois essa reação se produz em taxas elevadas na combustão que tem lugar no motor. Sabendo que o biogás contém 75 ppm³⁴ de H_2S na entrada (saída do dessulfurizador), chega-se na emissão de 0,21 gSO_x/Nm^3 de biogás (Equação 12).

6.6 Cenário 3: Uso veicular na frota da usina

O Cenário 3 avalia a substituição do óleo diesel consumido na frota da usina por biometano. Este cenário inclui: a) um sistema de *upgrading* do biogás, para atingir 97% de biometano; b) um sistema de compressão do biometano, para adequar este às pressões de armazenamento necessárias para seu uso veicular (Figura 6-16); e c) a necessária conversão dos veículos para o uso de Gás Natural Veicular (GNV).

³³ No motor pode se dar a seguinte reação de oxidação: $2\text{H}_2\text{S} + 3\text{O}_2 = 2\text{SO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

³⁴ Valor da saída de H_2S do dessulfurizador (PAQUES, 2014).

Figura 6-16. Cenário 3: Uso veicular na frota da usina. Fonte: Autor.

6.6.1 Equipamentos do Cenário 3. Uso veicular na frota da usina

a) Inventário da frota da usina

Realizou-se um inventário da frota agrícola e de transporte de cana de duas usinas do Estado de São Paulo, bem como de seu respectivo consumo de diesel. A Tabela 6-17 mostra o resultado desse inventário e a estimativa do consumo equivalente de GNV. Analisando os dados, observa-se que o maior consumo de combustível é o das colhedoras, seguido, por ordem decrescente de consumo, do transporte da cana em rodotrem, dos tratores de transbordo e, por último, dos tratores de apoio.

Tabela 6-17. Inventário da frota agrícola e de transporte de cana de duas usinas do Estado de São Paulo.

	Tipo de máquina	Quantidade de máquinas	Consumo de diesel (l/h)	Consumo de GNV (Nm³/h)
Usina 1: Capacidade de moagem de 3 milhões de toneladas por safra	Rodotrem	36	264	297
	Tratores de apoio	24	139	156
	Colhedoras	24	443	498
	Tratores transbordo	56	151	170
TOTAL		140	997	1.121
Usina 2: Capacidade de moagem de 10 milhões de toneladas por safra	Rodotrem	108	624	702
	Tratores de apoio	255	292	328
	Colhedoras	55	1.067	1.200
	Tratores transbordo	98	447	503
TOTAL		516	2.430	2.733

Fonte: Entrevistas com técnicos do setor (2016).

Para realizar a substituição do diesel nas colhedoras, já existem fabricantes de motores a gás com potências adequadas (350 - 400 CV), mas devido ao alto consumo e ao espaço reduzido para o transporte de gás no veículo, obtém-se uma pequena autonomia, que inviabiliza a logística do Gás Natural Comprimido (GNC). Cogitou-se o uso de Gás Natural Liquefeito (GNL) para aumentar a autonomia, mas a liquefação do gás gera custos adicionais.

No que diz respeito à conversão da frota de transporte de cana para uso de biometano, existem duas possibilidades. A primeira é realizar uma renovação da frota com veículos que sejam fabricados para operar com GNV e a segunda é a conversão da frota em operação por meio de um kit.

No caso da opção da renovação da frota, existem duas alternativas no mercado para operar com GNV: operação bicomcombustível diesel-GNV (*dual-fuel*) e operação “monocombustível” dedicada a gás. No primeiro caso, a tecnologia *dual-fuel* utiliza a ignição por compressão, como em um motor diesel tradicional e, no segundo caso, a tecnologia dedicada utiliza ignição por faísca. A montadora Scania está começando a produzir caminhões com motores dedicados a gás na sua fábrica em São Bernardo do Campo/SP³⁵. Em 2019, o

³⁵ <https://www.valor.com.br/empresas/5889893/scania-vai-fabricar-caminhoes-gas-partir-de-2019> e <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,scania-lanca-nova-geracao-de-caminhoes-mais-limpos,70002427006>

modelo a gás mais potente oferecido por essa empresa é de 410 CV³⁶. Essa potência máxima oferecida pode ser um problema, pois o setor canavieiro vem demandando potências mais elevadas, a partir da Resolução CONTRAN 663/2017, quando foram permitidas combinações de veículos de carga, com peso bruto total combinado de até 91 t. O “Super Rodotrem Canavieiro”, de 91 t, utiliza um motor com potência de 620 CV que, embora seja fabricado no Brasil, atualmente funciona somente com diesel.

Ao invés da renovação, também existe a possibilidade da conversão da frota em operação, por meio de um kit disponível no mercado internacional. Esse kit pode ser usado em caminhões de potência de 460 - 500 CV, sendo esta uma característica importante, pois o insucesso de experiências passadas se deveu à impossibilidade de realizar essa conversão de forma satisfatória, como ocorreu na usina São João nos anos 70. Ainda assim, a partir de experiências recentes do setor com o novo kit de conversão instalado, foi comprovado que ainda há problemas na operação, devido, possivelmente, à dureza das condições em que os veículos trabalham (fortes vibrações nas estradas rurais). Uma barreira importante enfrentada para a instalação do kit é a consequente perda da garantia do fabricante do caminhão, fator que induz a que sua instalação só aconteça em veículos fora do período de garantia. A Figura 6-17 mostra uma experiência-piloto no Estado de São Paulo, que testa um caminhão de transporte de cana com motor convertido para *dual-fuel*.

Figura 6-17. Caminhão *dual-fuel* operado com diesel-GNV, para o transporte de cana. Fonte: GasBrasiliiano (2016)³⁷.

³⁶ <https://www.scania.com/br/pt/home/products-and-services/trucks/our-range/new-g-series/specification.html>

³⁷ <http://www.gasbrasiliiano.com.br/noticias/releases/gasbrasiliiano-apresenta-caminhao-diesel-gas-na-fenasucroagrocana-2016/>

Considerando os tratores de transbordo, as potências exigidas para esses equipamentos são de 200 CV, para que consigam puxar dois transbordos de 10 t cada. Atualmente, há uma tendência no aumento do tamanho das caixas de transbordo, o que exige maiores potências (230 CV) para puxar transbordos de 20 ou até 24 t cada. Os tratores de apoio nas operações de cultivo (como a eliminação de soqueira e o preparo de solo) podem ter uma potência entre 140 a 200 CV e, na operação de plantio, entre 200 a 250 CV (HENRIQUE, 2015).

Um modelo de trator a gás de 180 HP chegou no Brasil em 2017 e, desde então, encontra-se em avaliações práticas no campo (Figura 6-18). Observa-se que seriam necessárias maiores potências para atender adequadamente as necessidades e as tendências do setor sucroenergético brasileiro.

Figura 6-18. Trator a GNV testado no Brasil. Fonte: CANALRURAL.UOL (2017)³⁸.

A opção avaliada no presente trabalho foi o uso de cavalos mecânicos³⁹ que utilizem GNV nos rodotrens que transportam a cana-de-açúcar, entendendo-se que, no momento atual, essa é a possibilidade mais acessível, com maior viabilidade técnica e com maior potencial de substituição de diesel. Posteriormente, conforme evoluam e sejam disponibilizados equipamentos com motores e autonomia adequados ao setor, a substituição poderia ser ampliada aos tratores de apoio e de transbordo e, finalmente, às colhedoras.

³⁸ <https://blogs.canalrural.uol.com.br/danieldias/2017/01/20/conheca-o-trator-movido-estercos-e-o-agro-mostrando-sua-sustentabilidade/>

³⁹ Cavalos mecânicos é uma forma usual de chamar a unidade tratora de um caminhão. O cavalo mecânico é engatado aos diferentes tipos de reboques.

b) Compressor para biometano

Para o abastecimento dos veículos com biometano, esse gás deve ser comprimido a 250 bar antes de ser bombeado para os cilindros de alta pressão. Há diferentes opções no mercado de compressores para GNV (Figura 6-19), cuja escolha depende da vazão necessária. Para o caso da Usina Média, a vazão de biogás combustível é de aproximadamente 500 Nm³/h, o que daria aproximadamente 300 Nm³/h de biometano. Assim, segundo a Tabela 6-18, o compressor deve ser de porte médio.

Tabela 6-18. Capacidade dos compressores de biometano comerciais.

Tamanho	Potência (kW)	Pressão de entrada (bar)		Pressão de descarga (bar)	Vazão (Nm ³ /h)		Capacidade de armazenamento (L)
		Mín.	Máx.		Mín.	Máx.	
Pequeno	22-45	0,05	35	250	50	350	250 - 675
Médio	75-400	0,10	60	250	300	1.000	1.000
Grande	300-400	0,10	60	250	300	3.000	3.000

Fonte: Dados fornecidos pelo fabricante. Nota: Todos os parâmetros têm uma tolerância de +/- 10%.

Figura 6-19. Compressores para GNV. Fonte: www.galileoar.com (2018).

6.6.2 Entradas do Cenário 3. Uso veicular na frota da usina

No que diz respeito à energia consumida para a compressão, um compressor de gás natural com pressão de entrada de 6 bar e saída de 250 bar, com vazão de 735 Nm³/h, precisa de um motor de 149 kW (GNC, 2014). Tomando essa referência, calculou-se um consumo unitário de 0,2 kWh_e por Nm³ de biometano comprimido.

6.6.3 Saídas do Cenário 3. Uso veicular na frota da usina

a) Consumo de óleo diesel evitado

No Brasil, a tecnologia de kit de conversão para *dual-fuel* foi testada em um caminhão de transporte de cana-de-açúcar. Nessa experiência, foi obtido uma substituição de 40% do diesel por GNV, com um consumo por caminhão de 18 Nm³ de GNV/h, equivalente a 16 L de diesel/h quando considerado o PCI dos combustíveis.

Em veículos fabricados com a tecnologia *dual-fuel* de injeção de baixa pressão, a substituição conseguida está entre 50 e 80% do diesel. Já com injeção de alta pressão é atingida uma substituição de 90%⁴⁰. Os motores de faísca dedicados a GNV permitiriam a substituição de 100% do diesel, mas se entende que sua aplicação não seria viável no caso do setor sucroalcooleiro, pois as usinas se encontram localizadas longe da rede de gás natural e, em caso de parada do sistema de produção de biometano, não seria viável o abastecimento com GNV. Portanto, a flexibilidade dos motores *dual-fuel* parece a mais adequada às condições atuais do setor, já que esses motores podem funcionar sem mistura de gás (apenas com diesel) caso não haja produção de biometano. Neste trabalho, é adotada a tecnologia *dual-fuel*, por essa versatilidade.

Considerando-se essas porcentagens de substituição de diesel atingidas nos motores pelas diferentes tecnologias, assim como os dados levantados sobre o consumo de diesel nas frotas de transporte da cana-de-açúcar (Tabela 6-17) e sobre o potencial de produção de GNV das usinas (Tabela 6-10), obteve-se o aproveitamento, no Cenário 3, do potencial de produção de biometano a partir de vinhaça (Tabela 6-19).

Como mostra a Tabela 6-19, ao se incluir o consumo das colhedoras, dos tratores de apoio e de transbordo, chega-se a aproveitar ~67% do potencial de biometano da vinhaça. Portanto, com as premissas adotadas neste trabalho, as usinas possuem um potencial de produção de GNV maior à demanda de suas frotas utilizadas nas operações agrícolas e de transporte de cana-de-açúcar, resultando em um excedente de potencial disponível.

Esse resultado indica que uma unidade de biodigestão de vinhaça com capacidade para tratar ~25% da vinhaça produzida pela usina seria suficiente para abastecer o consumo dos motores *dual-fuel* de alta pressão da frota do transporte de cana-de-açúcar.

⁴⁰ Resultados obtidos no projeto europeu “Heavy Duty Gas Engines integrated into Vehicles” <http://www.hdgas.eu/>

Tabela 6-19. Aproveitamento do potencial de biometano de vinhaça, utilizando diferentes tecnologias de motor a GNV.

Tecnologia	Substituição de diesel	Aproveitamento de potencial de biometano pelo transporte de cana	Aproveitamento potencial de biometano pelas operações agrícolas	Aproveitamento total do potencial de biometano de vinhaça
kit de conversão para <i>dual-fuel</i>	40%	11%	16%	27%
<i>dual-fuel</i> baixa pressão	50-80%	13-21%	20-32%	33-53%
<i>dual-fuel</i> alta pressão	90%	25%	36%	61%
faísca	100%	27%	40%	67%

Fonte: Cálculos do autor.

b) Emissões de GEE, NO_x e SO_x

Considerando-se a emissão total do ciclo de vida do diesel de 3,1 kgCO_{2eq}/L diesel (IPEA, 2011), as emissões evitadas dependem da porcentagem de substituição desse combustível na frota. Nesse sentido, para o cálculo das emissões de NO_x e SO_x, considera-se que uma parte da frota da usina com motores diesel é transformada para seu uso com gás, este com menores emissões. Portanto, as emissões de diesel passam a ser, em parte, evitadas, mas devem ser contabilizadas as emissões do biometano utilizado nos motores.

A maioria das pesquisas constata menores emissões de NO_x com a combustão em motores *dual-fuel* de gás natural e diesel, em comparação com a operação normal de diesel, mas alguns autores relatam maior emissão de NO_x quando o motor opera em altas cargas. No presente trabalho se adota como referência o trabalho de Liu *et al.* (2013), que realizou uma experiência em um motor *dual-fuel* a GNV-diesel e pesquisou a emissão de NO_x sob três velocidades diferentes do motor. O resultado foi que a emissão de NO_x é, em média, 30% menor no *dual-fuel*, em comparação com o diesel. Quando se considera o ciclo de vida completo dos combustíveis, a redução de emissão de NO_x chega a 40% com a introdução de motores GNV (WANG & HUANG, 2000). Esse último estudo citado comparava diesel com gás natural; em consequência, o benefício alcançado utilizando biogás pode ser ainda maior, por ser um combustível produzido na própria usina, evitando assim a necessidade de seu transporte. Com base nessas porcentagens de redução e na quantidade de diesel que seria substituída com o biometano, pode ser calculada a emissão de NO_x do Cenário 3.

Para estimar a emissão de SO_x , considera-se que, por um lado, é evitado em parte o uso de diesel e a sua respectiva emissão de enxofre e, por outro, é emitido o enxofre remanescente no biometano depois da dessulfurização na forma de H_2S e *upgrading*. Com o valor da quantidade de enxofre presente no diesel e no biogás, bem como se supondo que todo o enxofre desses combustíveis se oxida no motor, pode ser estimada a emissão de SO_x .

6.7 Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural

Neste cenário foram analisadas as possibilidades técnicas de injeção do biometano na rede de gás natural. Este cenário inclui o sistema de *upgrading* do biogás combustível e seu transporte até a rede de gás natural (Figura 6-20), o qual poderia ser realizado mediante duas formas: duto dedicado ou carretas de gás comprimido. Ambas as opções foram avaliadas e comparadas.

Figura 6-20. Cenário 4: Injeção em rede de gás natural. Fonte: Autor.

Este cenário apresenta o problema de que a produção e a injeção seriam constantes durante a safra, enquanto a demanda de gás poderia flutuar, o que criaria problemas de equilíbrio dentro da rede de gás natural. Para analisar esse problema da variabilidade do consumo nas redes de distribuição em São Paulo, foram representados na Figura 6-21, abaixo, os consumos mensais registrados na área da concessão da GasBrasiliano, de 2013 até 2016.

Na Figura 6-21, observa-se que o consumo mensal de gás natural, na área da concessão da GasBrasiliano, permanece sem grande variabilidade mensal e interanual, com uma oscilação entre os valores de 20 e 30 milhões de m³, dependendo do consumo industrial. Os consumos residencial, comercial e automotivo são praticamente insignificantes.

Figura 6-21. Consumos mensais registrados na área da concessão da GasBrasiliano, de 2013 até 2016.
Fonte de dados: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).

Na Microrregião de Ribeirão Preto, o consumo anual em 2015 foi de 13,5 milhões de m³ de gás natural, sendo que o consumo industrial corresponde a 88% desse volume, tal como mostram os dados representados na Figura 6-22.

Figura 6-22. Consumo anual de gás natural em Ribeirão Preto, em 2015. Fonte de dados: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).

Supondo-se um consumo constante ao longo do ano, tem-se na região uma demanda aproximada de 1,1 milhões de m³ por mês.

Para comparar essa demanda com o potencial de produção na Microrregião de Ribeirão Preto, foram consideradas 11 destilarias, para as quais foram inventariadas suas capacidades de produção e as distâncias até a rede de gás (Tabela 6-20).

Tabela 6-20. Unidades sucroenergéticas na Microrregião de Ribeirão Preto, suas respectivas distâncias com relação à rede de gás natural, sua capacidade de produção de etanol e seu potencial de biometano.

Nº	Usina	Distância geométrica à rede de distribuição (km)	m³ etanol / mês de safra	m³ vinhaça / mês de safra	m³ metano / mês de safra
1	Moreno	13	18.615	223.377	919.859
2	da Pedra	17	26.872	322.469	951.275
3	Santo Antônio	21	14.023	168.278	1.373.269
4	Delos - (Lopes da Silva)	25	2.697	32.366	716.628
5	São Martinho - Matriz	28	35.497	425.960	137.833
6	Santa Inês	30	6.208	74.492	1.813.997
7	Bazan	32	15.055	180.656	317.231
8	Biosev - Unidade Santa Elisa	33	33.489	401.870	769.343
9	São Francisco - (UFRA)	34	5.380	64.558	1.711.406
10	Carolo (N. Sra. Aparecida - BC Pontal)	35	5.818	69.813	274.925
11	Bela Vista	44	13.531	162.375	297.307
TOTAL			177.184	2.126.214	9.054.704

Fonte: Estimativas do autor.

Observa-se que uma única destilaria, a Usina Moreno, que se encontra mais próxima da rede de gás, durante a safra poderia fornecer um potencial de biometano que supriria 74% da atual demanda mensal em Ribeirão Preto, de 1.1 Mm³ de gás natural (SÃO PAULO, 2017). Conforme são inseridas mais destilarias no cálculo, por meio da ampliação do raio de inclusão, o potencial passa a exceder à demanda, chegando a exceder em até 7 vezes, quando são incluídas todas as unidades consideradas na região, como mostra a Figura 6-23. É importante indicar que esse potencial de fornecimento se restringe aos meses da safra (8 meses por ano), caso não sejam considerados meios de armazenamento do biometano.

Figura 6-23. Consumo de gás natural na região de Ribeirão Preto, frente ao potencial de produção de biometano (em equivalente a gás natural). Esse potencial vai aumentando conforme é ampliado o raio de inclusão de usinas. O raio de inclusão é a distância medida desde a rede de gás natural. Fonte: Autor.

Como mostra a Figura 6-23, para manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda, somente uma usina poderia ser conectada à rede de distribuição. Por essa razão, caso se opte por injetar a produção de mais usinas na rede de distribuição, essa injeção teria de ser acompanhada pela criação de mais demanda de gás natural na rede de gás de Ribeirão Preto.

Outra opção seria a injeção do biometano no GASBOL. Nesse caso, a matriz de consumo de gás não seria a regional, mas sim a correspondente a toda a área fornecida por essa infraestrutura. Apesar de o GASBOL ser conectado com outros gasodutos que partem para outros Estados da Federação, foi tomada como referência a matriz de consumo de gás natural do Estado São Paulo em 2015.

Figura 6-24. Matriz de consumo de gás natural do Estado São Paulo, em 2015. Fonte: Autor, com dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2017).

No Estado de São Paulo, 91% da demanda corresponde aos grandes consumidores: industrial (70%), geração termoeletrônica ou “termogeração” (16%) e cogeração (5%), similarmente ao que acontece na região de Ribeirão Preto, onde o consumo industrial é de 88%.

No que diz respeito à distância geométrica entre a rede de gás natural e as usinas, a rede de distribuição se encontra a menos de 40 km, em quase todos os casos da região de Ribeirão Preto; já as distâncias ao GASBOL estão entre 60 e 160 km, conforme indicado na Tabela 5-9.

Assim, como resultado da análise, foram encontrados dois problemas para a implantação deste cenário: o primeiro é o equilíbrio entre a oferta e a demanda, quando considerada a injeção no sistema de distribuição; o segundo é a excessiva distância das usinas ao GASBOL, entre 60 e 160 km.

6.7.1 Equipamentos do Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural

Transporte do biometano

Atualmente, o biometano pode ser transportado de duas formas diferentes desde o lugar de produção (as usinas) até o mercado consumidor (rede de gás natural). A primeira seria por meio de gasodutos e a segunda seria utilizando a alta compressão ou a liquefação (GNC ou GNL) para o transporte rodoviário em caminhões. Analisam-se essas duas possibilidades a seguir:

Transporte rodoviário

Para o transporte rodoviário do biometano mediante caminhões, o processo, apresentado na Figura 6-25, requer três etapas: compressão, transporte e descompressão.

Figura 6-25. Transporte do biometano mediante caminhões. Fonte: Adaptado de BendeZú (2009).

Primeiramente, o biometano é comprimido em cilindros ou módulos, a temperatura ambiente e pressão próxima a 250 bar. Essa compressão é realizada por meio dos equipamentos já inventariados no Cenário 3, pois as pressões de entrada e saída são idênticas às utilizadas para uso veicular.

Depois de comprimir o biometano, esse gás é armazenado em recipientes que suportem a alta pressão e que possam ser transportados facilmente, tais como cilindros montados sobre um reboque ou em containers modulares (Figura 6-26).

Figura 6-26. Sistemas de transporte de GNC, mediante caminhão. Fonte: NeoGas (2017) e Galileo (2017).

Existem vários modelos de reboque para o transporte de GNC, com diferentes capacidades de carga. Foram considerados para este inventário de equipamentos, os modelos recolhidos na Tabela 6-21.

Tabela 6-21. Modelos de reboque para o transporte de GNC

Modelo	Volume (m ³)	Peso carga (kg)	Peso (kg)	Peso total (kg)
SRV 80	3.200	2.400	15.999	22.230
SRV 128	5.120	3.840	25.370	35.360

Fonte: Galileo (2017).

Observa-se que o peso da carga útil (gás) corresponde a 15% do peso da carreta transportadora, razão pela qual pode ser considerado que o veículo sempre viaja carregado.

No extremo receptor existe uma estação de descompressão que diminuirá a pressão do gás para que possa ser injetado na rede.

Para determinar o número de cavalos e de carretas necessários para o abastecimento contínuo, deve ser considerada a capacidade de produção de biometano (porte do empreendimento) e a distância de transporte rodoviário. A Tabela 6-22 mostra o número de cavalos e de carretas necessários, dependendo desses dois fatores. Nessa tabela, ressaltou-se em azul os casos encontrados na Microrregião de Ribeirão Preto.

Tabela 6-22. Número de cavalos mecânicos e de carretas necessários para o abastecimento contínuo, dependendo da capacidade do empreendimento de produção de biometano (em Nm³/h) e da distância de transporte rodoviário (em km). Aparecem em azul os casos encontrados na Microrregião de Ribeirão Preto.

Nm ³ /h	Número de cavalos										km	Número de carretas									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
200	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
400	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
600	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
800	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1000	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1200	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1400	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1600	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1800	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2000	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2200	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2400	1	1	1	1	2	2	2	2	2	4		4	4	4	4	4	4	4	4	4	6
2600	1	1	1	1	2	2	2	2	4	4		4	4	4	4	4	4	4	6	6	6
2800	1	1	1	1	2	2	2	2	4	4		4	4	4	4	4	4	4	6	6	6
3000	1	1	1	2	2	2	2	4	4	4		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6

Fonte: Cálculos do autor.

Observa-se que em todos os casos analisados na região, são necessários quatro carretas e um cavalo mecânico.

Transporte por gasoduto

Para assegurar que o gás flua por um gasoduto, este deve permanecer pressurizado, sendo necessária a compressão do gás ao longo do duto. Isso é conseguido por estações de compressão que, no caso de grandes gasodutos de transporte, são colocadas geralmente em intervalos de 50 a 150 km. O gás natural entra na estação de compressão, onde é comprimido por uma turbina ou motor usando a energia de uma parte do próprio gás natural transportado. Por meio de uma turbina que consome gás natural, aciona-se um compressor centrífugo que comprime e bombeia o gás natural na tubulação. Algumas estações de compressão utilizam motores elétricos, entretanto, esse sistema requer uma fonte confiável de eletricidade nas proximidades.

Além de comprimir o gás natural, as estações de compressão geralmente também possuem algum tipo de separador de líquidos, ou seja, depuradores e filtros que capturam líquidos ou outras partículas indesejadas. Embora o gás natural nos gasodutos seja considerado gás "seco", não é raro que certa quantidade de água e de hidrocarbonetos se condensem. Os separadores de líquido normalmente filtram o gás antes da compressão, assegurando que o gás natural seja o mais puro possível na tubulação. O consumo energético para movimentar o gás mediante gasoduto a 100 bar é de 9,17 Nm³ de gás / milhão de Nm³·km, segundo Liu *et al.* (2014).

Nos gasodutos de transporte do biometano desde as usinas de cana-de-açúcar até a rede de gás natural, entende-se que, para diminuir perdas de gás e o consumo de energia, seria adequado um gasoduto de baixa pressão, com seu começo situado na saída do *water scrubber*, e seu final em um ponto adequado da rede de distribuição, onde se situaria a Estação de Transferência de Custódia (Figura 6-27). Já que o biometano sai do *water scrubber* com 6 bares de pressão e, como foi visto, a rede de distribuição de gás natural opera entre 7 e 2,5 bar, em muitos casos, a pressão de saída do lavador do gás já seria suficiente para transportar e injetar na rede de gás natural, ou seria atingida com um incremento de pressão e gasto energético pouco significativos.

Ainda assim, devem ser consideradas as perdas de carga no gasoduto. Para isso, dimensionou-se o diâmetro que evitaria uma perda de carga superior a 2 bar, garantindo uma pressão mínima de 4 bar no ponto de entrega ou de injeção. O diâmetro do gasoduto é determinado pela perda de carga e pela velocidade máxima admissível sendo que, por sua vez, a perda de carga depende do comprimento do gasoduto. Os cálculos do diâmetro necessário para manter uma perda de carga inferior a 2 bar, são apresentados no APÊNDICE B deste

trabalho. Os resultados desse cálculo são resumidos na Tabela 6-23, onde, dependendo da capacidade do empreendimento de produção de biometano e da distância de transporte, são indicados os diâmetros mínimos. Nessa tabela também foram ressaltados os casos das usinas consideradas na Microrregião de Ribeirão Preto.

Tabela 6-23. Diâmetro do gasoduto (em polegadas), dependendo da capacidade do empreendimento de produção de biometano (em Nm³/h) e da distância de transporte (em km). Aparecem em azul os casos encontrados na Microrregião de Ribeirão Preto.

Nm ³ /h	km									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
200	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
400	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
600	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
800	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1000	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1200	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1400	6	6	6	6	6	6	6	8	8	8
1600	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
1800	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2000	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2200	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2400	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2600	8	8	8	8	8	8	8	8	8	10
2800	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3000	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Fonte: Cálculos do autor.

Observa-se que, nos casos analisados na região, é necessário um gasoduto de 3 a 8 polegadas de diâmetro, para diminuir a necessidade de compressão.

Figura 6-27. Estação de Transferência de Custódia (ETC) de um gasoduto de biometano em Caucaia, Ceará.
Fonte: CEGAS (2017).

6.7.2 Entradas do Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural

Com relação à energia elétrica consumida no transporte e na injeção do biometano, essa dependerá do meio utilizado, pois as necessidades de compressão são diferentes no caso do uso de gasoduto ou de transporte rodoviário.

Foi visto que, no caso de uso do duto, a energia da compressão já está contabilizada no sistema *water scrubber*, com uma saída desse sistema de 6 bar, pressão esta suficiente para o transporte e a injeção na rede de distribuição. No caso de o biometano ser injetado em partes da rede com maior pressão, o consumo energético correspondente à compressão necessária deveria ser contabilizado.

Para o transporte rodoviário, é recomendável atingir a pressão de armazenamento de 250 bar. Considera-se que a energia do compressor provem da eletricidade e que o consumo por unidade de volume de gás comprimido seria muito próximo ao contabilizado para o cenário de uso veicular, visto que as pressões de entrada e de saída são iguais em ambos os casos. Em consequência, por Nm^3 de biometano comprimido, seriam consumidos 0,2 kWh_e. No momento da injeção na rede, haveria um consumo energético menos significativo, já que, em qualquer caso, a pressão da rede é inferior a 250 bar, pressão em que o biometano é transportado nas carretas.

Seguindo com o transporte rodoviário, considerou-se que as unidades tratoras dos caminhões possuiriam motores dedicados ao GNV, pois o biometano estaria disponível nas condições necessárias para seu uso veicular. Por isso, o consumo de combustível nos caminhões destinados ao transporte do biometano foi descontado do gás que poderia ser fornecido à rede.

6.7.3 Saídas do Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural

Considerando-se que todo o potencial de produção de biometano fosse injetado na rede de gás natural, o consumo evitado desse combustível fóssil proveniente da Bolívia seria de 62 milhões de Nm^3 por safra.

No que diz respeito às emissões de GEE, estas seriam reduzidas, no mínimo, em 0,05 kgCO₂/MJ (IEA, 2018) ao se evitar a combustão do gás natural, sem contar com as emissões de produção e transporte do gás natural.

Com relação às emissões de NO_x, entende-se que a combustão de biometano produziria a mesma quantidade desse poluente que a queima de gás natural, já que os dispositivos de combustão seriam os mesmos (usos finais conectados à rede) e já que o biometano e o gás

natural passariam a ter quase a mesma composição (majoritariamente metano), depois da necessária padronização.

No que se refere às emissões de SO_x , seu nível de emissões na combustão do biometano seria proporcional ao enxofre contido no gás. Dado o elevado nível de H_2S do biogás de vinhaça, é necessária a retirada dessa impureza até atingir o nível tolerado pela normativa técnica, de 10 mg de H_2S e de 70 mg de enxofre total por Nm^3 . Esses níveis aceitáveis de enxofre são os mesmos para o biometano e o gás natural (Tabela 6-9). Para o cálculo da emissão de SO_x na combustão do biometano foi adotada a referida concentração máxima permitida, dando como resultado 0,14 gSO_2/Nm^3 de biometano queimado.

6.8 Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local

O Cenário 5, tal como o cenário anterior, inclui a produção de biometano e seu transporte fora da usina, mas neste caso a finalidade seria a substituição de combustíveis na matriz local, descartando agora a possibilidade da injeção na rede de gás natural (Figura 6-28).

Figura 6-28. Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local. Fonte: Autor.

Para analisar a possibilidade de uso regional do biogás, foi pesquisada a matriz local de combustíveis passíveis de serem substituídos por biometano, tal como o óleo combustível, o GLP, a gasolina e o diesel. A Figura 6-29 mostra o resultado desse levantamento. Pode-se observar que os combustíveis veiculares representam uma parcela importante da demanda, com destaque para o diesel, com 57% da demanda.

Figura 6-29. Matriz de consumo de combustíveis passíveis de serem substituídos por biometano, na região de Ribeirão Preto. Fonte: Autor, com dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (2015).

Para saber se esses combustíveis fósseis poderiam ser substituídos por biometano, considerando as questões de ordem logística, realizou-se um cruzamento espacial da localização dos centros consumidores de energia com a localização das usinas, potenciais provedoras de biometano.

O resultado da análise foi a delimitação da área com potencial de fornecimento de biometano, considerando-se a rede rodoviária disponível na região e a distância econômica de 20 km, ou seja, obtiveram-se as áreas onde haveria possibilidade de substituição de combustíveis fósseis se o transporte de biometano pudesse chegar até 20 km por estrada a partir das usinas (Figura 6-30). Observa-se que vários centros populacionais se encontram dentro dessa “área de serviço com biometano” e, assim, existem boas chances de substituir os combustíveis fósseis consumidos nesses centros.

Utilizando essas “áreas de serviço com biometano”, foi estimada a quantidade potencial de biometano que poderia abastecer os centros urbanos dos municípios da região. Para conhecer a significância dessa capacidade de fornecimento, o potencial de abastecimento de biometano calculado foi comparado com o consumo de combustíveis nos distintos municípios.

Para facilitar essa comparação, a Figura 6-31 mostra os potenciais de abastecimento de biometano frente aos consumos dos diferentes combustíveis fósseis nos municípios da região, expressados por meio do seu equivalente energético em Nm³ de biometano (utilizando os respectivos PCIs).

Tal como acontece na matriz regional de consumo de combustíveis, na matriz dos municípios o combustível mais consumido também é o óleo diesel, insumo fundamental para o transporte e a agricultura, seguido da gasolina, utilizado em veículos leves. Em menor proporção são consumidos o GLP e o óleo combustível.

Figura 6-30. Áreas com potencial para aproveitamento do biometano a partir de vinhaça, na Microrregião de Ribeirão Preto. Fonte: Autor.

Como mostra a Figura 6-31, o potencial de substituição desses combustíveis fósseis por biometano é relevante nos centros urbanos de Sertãozinho, Luís Antônio, Pradópolis, Pontal, Barrinha e Dumont. Em Sertãozinho, o biometano a partir de vinhaça seria capaz de substituir, amplamente, o uso do GLP, abrindo uma alternativa renovável para os botijões de gás residencial (P13) ou industrial (embalagens acima de P13). Da mesma forma, em Sertãozinho, há também a possibilidade de substituição do óleo combustível utilizado na indústria local, o que traria evidentes ganhos ambientais em fontes fixas de emissão de poluentes (substituição de óleo combustível por biometano, para produção de vapor de processo, por exemplo).

Figura 6-31. Comparação da matriz local de consumo anual de combustível fóssil frente ao potencial de biometano disponível para fornecimento nos diferentes municípios da região, em Milhões de Nm³ de metano equivalente. Fonte: Autor.

Apesar da existência de um potencial significativo para a substituição de combustíveis fósseis por biometano, deve ser considerado que a produção de biocombustível é sazonal, havendo a parada na entressafra da cana-de-açúcar. Para evitar essa descontinuidade de fornecimento, deve-se contar com sistemas de armazenamento de gás ou com biometano proveniente de outros substratos que não sejam afetados por sazonalidade, ou cuja sazonalidade não seja coincidente com a da cana-de-açúcar (resíduos sólidos urbanos, esgoto, resíduos orgânicos agrícolas, etc.) ou, ainda, com o abastecimento de gás natural de origem fóssil. Este seria o caso do município de Ribeirão Preto, onde a existência da rede de gás natural evita o problema da interrupção do fornecimento na entressafra.

Feita a ressalva da interrupção do abastecimento do biometano nos meses da entressafra, a Figura 6-31 mostra que, considerando seus níveis de demanda, os municípios de Pontal, Dumont e Barrinha poderiam ter como principal fonte de combustível o biometano proveniente da vinhaça. Inclusive, no caso de Barrinha, o potencial é significativamente superior ao consumo, deixando espaço para a expansão da demanda energética, por exemplo, com a implantação de indústrias que tenham como insumo necessário um combustível “limpo” similar ao gás natural, tais como são as indústrias de vidro.

Além das possibilidades de substituição elencadas, o destaque vai para a possibilidade de substituição dos combustíveis veiculares: a gasolina e, sobretudo, o diesel. Na atualidade, o preço desses combustíveis, atrelado às flutuações no mercado internacional, estão criando incertezas nos investidores e profundos prejuízos à economia brasileira. A greve dos caminhoneiros de 2018, provocada pela alta dos combustíveis (Figura 6-32), evidenciou a dependência nacional do diesel para o transporte.

Figura 6-32. Flutuação dos preços dos combustíveis veiculares: gasolina e diesel. Fonte: G1 utilizando dados da ANP (2018).⁴¹

⁴¹ Preço médio da gasolina e do diesel nas bombas termina 2018 em alta. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/01/02/preco-medio-da-gasolina-e-do-diesel-nas-bombas-termina-2018-em-alta.ghtml>. Acesso em: 02/03/2019.

Assim, o biometano proveniente de vinhaça se apresenta como um biocombustível de produção local com potencial suficiente para abastecer uma parcela significativa do consumo veicular. Esse abastecimento daria maior independência energética às regiões canavieiras do interior do Estado, como é o caso da região de Ribeirão Preto, ajudando, com isso, a amenizar os impactos da volatilidade dos preços internacionais dos combustíveis fósseis, que são insumos fundamentais na cadeia produtiva do país, notadamente nos transportes.

Entende-se que a substituição de veículos a gasolina poderia acontecer, em primeiro lugar, nas frotas cativas de serviços públicos (prefeituras, polícia, concessionárias, etc.) e, posteriormente, nas frotas cativas particulares.

Já que o óleo diesel ocupa a maior parcela de consumo na matriz regional de combustíveis, existem maiores possibilidades para sua substituição, começando pelas frotas cativas de ônibus urbanos e interurbanos regionais, passando pelas frotas de coleta de lixo, até as frotas agrícolas ou de transporte urbano de cargas.

Em suma, considerando os dados de potencial e de demanda, chegou-se ao resultado de que a opção com maior potencial de aproveitamento do biometano seria a da substituição do diesel. Como exemplo dessa substituição, foi avaliada a possibilidade de uso em ônibus urbanos do município de Ribeirão Preto, o qual possui a maior frota da região.

6.8.1 Equipamentos do Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local

a) Transporte

Igualmente ao cenário anterior, o transporte do gás poderia ocorrer por meio de gasodutos e/ou de caminhões. No caso da substituição do diesel nos ônibus urbanos, o gás precisaria ser transportado aos pontos de abastecimento das frotas de ônibus, localizados na sede dos municípios. Em uma primeira aproximação, toma-se uma distância de 20 km por estrada, desde o ponto de produção até os locais de abastecimento.

b) Compressor

Como no Cenário 3, de uso veicular na frota da usina, para o armazenamento do biometano nos veículos, este deve ser comprimido até 250 bar para ser bombeado nos cilindros de alta pressão. Consequentemente, são utilizados aqui os mesmos parâmetros inventariados para aquele cenário.

c) Frota de Ribeirão Preto passível de substituição

Atualmente, existem no Brasil projetos piloto de uso de veículos a gás nas frotas cativas das Prefeituras, no transporte coletivo urbano e regional (Figura 6-33), na coleta de resíduos sólidos urbanos (Figura 6-34), assim como no transporte de mercadorias nas cidades realizado por veículos urbanos de carga (Figura 6-35).

A experiência desses pilotos poderia ser estendida às frotas de Ribeirão Preto, abrangendo, por exemplo, seus ônibus urbanos, cujos dados de consumo de diesel são mostrados na Tabela 6-24:

Tabela 6-24. Caracterização da frota de ônibus urbano da cidade de Ribeirão Preto.

Tipo de veículo	Nº veículos	Consumo de diesel (L/km)	km/mês	Consumo de diesel total/mês (L/mês)
Ônibus convencional	287	0,36		
Ônibus padrão	61	0,39		
Micro-ônibus	22	0,33		
Equivalente ônibus convencional	368	0,36	2.297.827	827.217

Fonte dos dados: Empresa de Trânsito e Transporte Urbano de Ribeirão Preto S/A – TRANSERP (2018).

Dessa forma, seriam necessários aprox. 830.000 m³ de biometano para abastecer a frota de ônibus urbanos da cidade de Ribeirão Preto. Uma única usina que produza 600 m³ de álcool por dia, teria potencial suficiente para abastecer esse tipo de frota durante os 8 meses de safra. Nos restantes meses do ano, seria necessário o consumo de GNV de origem fóssil.

Figura 6-33. Ônibus urbano a GNV.⁴²

Figura 6-34. Caminhão de coleta de lixo a GNV.⁴³

⁴² Este é um projeto da SABESP em Franca, com produção de biometano gerado a partir do tratamento de esgotos. Fonte: <https://www.revistaautobus.com.br/artigo/onibus-scania-movido-a-biometano-em-franca>. Acesso em: 27/04/2019.

⁴³ Iniciativa da Gás Natural Fenosa, em parceria com a Associação Brasileira pela Conformidade e Eficiência de Instalações (ABRINSTAL), com o Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE-USP) e com a IVECO. Fonte: <http://revistaamais.com.br/caminhao-gnv-coleta-lixo-brasil/>. Acesso em: 27/04/2019.

Figura 6-35. Veículo urbano de carga a GNV.⁴⁴

6.8.2 Saídas do Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local

As usinas da região são capazes de produzir 62 milhões de Nm³ de biometano por safra, podendo substituir o equivalente energético em litros de diesel. A substituição do diesel gás natural e biometano nos centros urbanos seria uma medida de redução de GEE e de outros poluentes de importância local, tais como NO_x, SO_x e MP.

Em comparação com os ônibus de motor diesel, os veículos equivalentes movidos a GNV produzem uma redução de 50% das emissões de NO_x e uma ausência quase total de microparticulado, o que pode ser melhorado usando lubrificantes específicos (MITIANIEC, 2014).

Tal como nos cenários anteriores, para estimar as emissões de SO_x, foi considerado que estas são proporcionais ao enxofre presente no combustível, e foram adotadas as concentrações máximas permitidas no biometano e no gás natural (Tabela 6-9), dando como resultado 0,14 gSO₂/Nm³.

⁴⁴ A iniciativa faz parte de um projeto que gera biometano a partir de resíduos orgânicos no Município de Montenegro/RS. Disponível em: <https://gauchazh.clicrbs.com.br/esportes/copa-2014/noticia/2014/06/Lixo-da-Copa-vai-mover-caminhao-com-gas-biometano-4528128.html>. Acesso em: 27/04/2019.

7 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL NOS DIFERENTES CENÁRIOS

Neste capítulo são apresentados os balanços de emissões dos respectivos Cenários. Primeiramente é exposto o balanço de emissões de GEE em CO₂eq, para depois passar aos poluentes com impactos locais (NO_x, SO_x e MP).

O presente estudo considerou que toda energia elétrica consumida nos processos provém do Sistema Interligado Nacional (SIN), premissa esta que deve ser observada durante a interpretação dos resultados da avaliação ambiental por ter impactos significativos nos mesmos. Essa premissa parte da ideia de que, apesar de as usinas serem autoprodutoras de energia elétrica, a eletricidade que seria consumida na produção, no processamento e no transporte do biogás e biometano, estaria deixando de ser exportada para o SIN. Dessa forma, o SIN teria que compensar essa falta produzindo energia com o *mix* da sua matriz e provocando as respectivas cargas ambientais. No APÊNDICE A, onde são especificados os inventários dos insumos, aparecem as cargas ambientais relacionadas à geração de 1 kWh_e no SIN, lembrando que, embora a matriz elétrica brasileira seja majoritariamente renovável, uma porção significativa de 17,1% da eletricidade vem de fontes fósseis (Figura 5-2).

No caso de usinas isoladas do SIN, seria mais adequado utilizar os fatores de emissão da geração com bagaço do que os fatores de emissão do SIN, mas supõe-se que no futuro a tendência deva ser a conexão de (quase) todas as usinas, para que então se possa aproveitar uma parcela maior do potencial de produção de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar.

Essa premissa da produção e consumo da energia no SIN faz com que os resultados possam estar subdimensionados, pois nela se supõe a substituição da energia do SIN nas condições atuais, quando, na realidade, a capacidade de geração conectada no SIN se encontra em contínua expansão. Considerando que nos últimos anos essa expansão vem se dando por meio do incremento de termoeletricas a combustíveis fósseis, inclusive de carvão (EPE, 2019), com a instalação de novas termoeletricas a biogás estaria se substituindo maiormente a geração termoeletrica fóssil. Portanto, as emissões evitadas ao instalar termoeletricas a biogás seriam maiores no caso de considerar a expansão baseada em termoeletricas a combustíveis fósseis. Paralelamente, se no lugar de instalar fontes geradoras, fossem instaladas mais cargas consumidoras de eletricidade, a nova energia demandada poderia ser considerada como proveniente de fontes fósseis, o que supõe valores dos fatores de emissão mais elevados que os do SIN atual.

7.1 Emissões de GEE

A Figura 7-1 apresenta os resultados sobre as emissões de GEE ocorridas em razão da produção de biogás e de biometano a partir de vinhaça. Na figura, essas emissões referentes à vinhaça são comparadas com as emissões de GEE provenientes da produção de biogás e de biometano derivados de outros substratos (resíduos agrícolas). Ainda, a figura mostra as emissões da produção, transporte e combustão dos combustíveis fósseis passíveis de substituição.

LEGENDA

- a) Diesel (IPEA, 2011)
- b) Gás natural GASBOL (transporte: COSTA, 2010; combustão: EIA, 2018)
- c) Gás natural (IPCC, 2006)
- d) Gás natural (ICF, 2012)
- e) Biogás combustível de resíduos agrícolas (UUSITALO *et al.*, 2014)
- f) Biogás combustível de vinhaça (Estimativa do autor)
- g) Biogás combustível de vinhaça contabilizando emissões evitadas na fertirrigação (Estimativa do autor)
- h) Biometano de resíduos agrícolas (UUSITALO *et al.*, 2014)
- i) Biometano de vinhaça (Estimativa do autor)
- j) Biometano de vinhaça contabilizando emissões evitadas na fertirrigação (Estimativa do autor)

Figura 7-1. Comparação de emissões de GEE, combustíveis fósseis VS biogás e biometano de vinhaça. Os retângulos verdes destacam os balanços estimados no presente estudo. Fonte: Autor.

Deve-se considerar que o biogás/biometano da vinhaça não tem emissões líquidas durante sua combustão, pois seu carbono provém da fixação do CO₂ na biomassa da cana-de-açúcar, fechando o ciclo do carbono. Por outro lado, o biogás e o biometano têm emissões atreladas à sua produção que se devem a três fatores principais, listados a seguir por ordem de importância: 1º) emissões fugitivas durante a biodigestão, purificação e *upgrading*; 2º) consumo de energia elétrica nesses processos; e 3º) consumo de insumos do sistema (principalmente o NaOH).

Em suma, segundo as estimativas realizadas no presente trabalho, essas emissões de GEE são similares às da produção e transporte de gás natural e diesel. Portanto, a diferença de emissão de GEE se produz durante a queima, a depender da origem do carbono do combustível (fóssil frente à biomassa). Dessa maneira, segundo as referências utilizadas, a produção e o uso de gás natural seriam mais poluentes, em termos de aquecimento global, que o sistema de produção do biogás combustível e do biometano a partir de vinhaça.

De acordo com a Figura 7-1, as emissões da produção de biogás correspondem a 30% das produzidas no ciclo de vida do gás natural ou do diesel. Com a premissa de que o biogás/biometano seria consumido na própria região produtora, principalmente por economicidade na logística, obtém-se que as emissões devidas ao transporte do biogás até o local de consumo não resultariam significativas. Como foi indicado anteriormente, as emissões de GEE na produção do biogás/biometano se devem, principalmente, a vazamentos e perdas de metano nos sistemas de produção e tratamento do biogás. Portanto, a quantia dessas emissões fugitivas dependerá da qualidade das instalações. Um resultado destacável é que, ao considerar as emissões evitadas na fertirrigação pela biodigestão da vinhaça, o balanço de emissões de GEE da produção de biogás/biometano fica negativo. Sendo assim, com relação ao cenário de referência atual de fertirrigação com vinhaça *in natura*, a produção de biogás/biometano contribui para a melhora do balanço de emissões de GEE do etanol de cana-de-açúcar.

Como foi indicado na caracterização dos cenários, diversos autores constataram que existem emissões significativas durante o armazenamento, transporte e aplicação da vinhaça, principalmente de metano proveniente da decomposição da sua matéria orgânica, podendo afetar o balanço de emissões do etanol. Por isso, a biodigestão em condições controladas resolveria esse problema. Apesar de se haver assumido valores conservadores neste estudo, essas emissões continuam sendo determinantes no balanço de emissões da produção de biogás e biometano a partir de vinhaça.

Visando comparar os resultados do biogás/biometano produzido com vinhaça, na Figura 7-1 foram incluídos dados obtidos em estudos de Avaliação de Ciclo de Vida com resíduos

agrícolas como substrato (UUSITALO *et al.*, 2014). Observa-se que as emissões com uso de resíduos agrícolas são semelhantes às emissões com uso de vinhaça, apesar de os resíduos agrícolas precisarem de transporte (consumindo diesel) e a vinhaça não. Isso ocorre porque, para o balanço de GEE, o índice de vazamento de metano durante a produção é mais determinante que outros fatores, como por exemplo a emissão pelo transporte do substrato, o que indica a importância da qualidade e da manutenção dessas instalações para não prejudicar o balanço de emissões. No caso da produção de biometano, são significativas as emissões fugitivas de GEE no processo de *upgrading*, que dependem da tecnologia escolhida. No caso da vinhaça foi escolhido o *water scrubber*, com perdas de CH₄ estimadas entre 3 e 5% (HOLMGREN, 2015; JONERHOLM, 2012).

A Figura 7-2 mostra o balanço das emissões de GEE nos diferentes cenários. Destaca-se a significativa emissão produzida na fertirrigação com vinhaça *in natura*, principalmente devido às emissões de metano nas lagoas e canais. Essa importante fonte de GEE faz com que a biodigestão da vinhaça seja o sistema mais relevante para evitar emissões, deixando em um segundo plano a destinação do biogás produzido.

Figura 7-2. Comparação do balanço de emissões de GEE dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.

Comparando os cenários, nota-se que os usos do biogás que possuem maior potencial de mitigação de emissões são aqueles em que é realizado o *upgrading* até a qualidade de biometano. Isso se explica porque, ao ser transformado o biogás em biometano, aumentam-se suas possibilidades de transporte e de uso na substituição de combustíveis fósseis, substituição esta que implica um elevado abatimento de emissões. Caso não seja realizado o *upgrading*, o biogás, com menor densidade energética que o biometano e com menor vantagem em seu armazenamento comprimido, teria que ser diretamente encaminhado para sua transformação em energia elétrica e/ou térmica. Agravando essa limitação, a redução de emissões de GEE conseguida pela exportação de energia elétrica ao SIN a partir de biogás é reduzida por ser a matriz elétrica brasileira principalmente hidráulica e, portanto, de baixo carbono.

Comparando ambos os cenários de produção de energia elétrica (Cenários 1 e 2), o cenário com ciclo Otto tem uma produção de 2,57 kWh_e por Nm³ de biogás combustível, o que corresponde a mais que o dobro da eletricidade do cenário de cogeração com turbina, com uma produção de 0,91 kWh_e por Nm³ de biogás combustível.

Já na comparação entre os usos do biometano, no que tange à mitigação de GEE, a substituição do diesel é levemente mais conveniente que a do gás natural. Em termos de emissões, os processos de produção, transporte e disponibilização do biometano para a substituição do gás natural são muito similares aos processos correspondentes para a substituição do diesel. Não obstante, a combustão do diesel produz maiores emissões de GEE por unidade energética que a do gás natural, o que torna mais vantajoso a substituição do diesel.

Quando se analisa a injeção de biometano na rede de gás natural, considerando as emissões de GEE, não se observa diferença significativa entre o transporte rodoviário e o por gasoduto. O transporte por duto é mais eficiente energeticamente por requerer menor compressão do biometano (6 bar no gasoduto e 250 bar no transporte rodoviário). Apesar disso, a diferença de emissões entre esses sistemas de transporte é baixa porque a energia da compressão é considerada como proveniente do SIN e, portanto, não provoca emissões de GEE significativas. Nesse mesmo sentido, já que as distâncias consideradas são regionais (menores a 100 km) e que o transporte rodoviário seria realizado utilizando veículos movidos a biometano, a diferença de emissões de GEE entre ambos os sistemas de transporte é insignificante.

Os dados sobre a matriz energética da região de Ribeirão Preto indicaram que o combustível com maior possibilidade de substituição é o diesel. Se essa for a escolha de uso final do biogás, então não haverá diferença significativa entre o uso na frota da usina e a inserção na matriz local de combustíveis. A única diferença entre esses cenários seria a

necessidade de transporte do biometano desde as usinas até os centros de distribuição, porém, conforme indicado anteriormente, este trabalho parte da premissa de distâncias regionais e do uso do próprio biometano como combustível para seu transporte.

Ora, ao contabilizar a emissão evitada na fertirrigação conseguida pela biodigestão da vinhaça, obtém-se um ganho no balanço de GEE em qualquer dos cenários considerados. Isso evidencia a maior importância da biodigestão frente a qualquer uso do biogás, independentemente de qual seja escolhido. A Figura 7-3 mostra o mesmo balanço de GEE que a Figura 7-2, mas no caso da Figura 7-3 o referencial é o nível das emissões atuais com fertirrigação de vinhaça *in natura*.

Figura 7-3. Comparação do balanço de emissões de GEE dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça *in natura*. Fonte: Autor.

Aprofundando na análise, na Figura 7-4 foi desagregado o balanço por sistemas, o que permite observar o peso relativo das emissões da fertirrigação, da biodigestão, do sistema do *upgrading* e das emissões evitadas em cada cenário de uso do biogás. Como mostra a Figura 7-4, as emissões da fertirrigação são praticamente eliminadas com a biodigestão, o que é o fator de maior impacto na redução de emissões, mas ainda persistiriam as emissões do diesel consumido na distribuição da vinhaça biodigerida. Esse consumo de diesel na distribuição da vinhaça poderia ser reduzido no caso do Cenário 3, pois os caminhões de transporte da vinhaça também poderiam ser convertidos para funcionar com biometano.

Figura 7-4. Emissões de GEE em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.

As emissões evitadas produzindo energia elétrica não chegam a compensar as emissões da produção do biogás, ressaltando-se que esse resultado depende das emissões fugitivas consideradas nos sistemas de biodigestão e de purificação do biogás; neste estudo se assumiu

uma perda de 5% do gás produzido. Já os cenários de substituição de gás natural e de diesel conseguem compensar as emissões da produção do biometano.

Quando analisadas as emissões de GEE de cada cenário agrupadas por fontes de emissão (Figura 7-5), observa-se que existem duas fontes significativas, a saber, por ordem de importância: 1º) emissões fugitivas, 2º) substituição de combustíveis fósseis e 3º) produção/consumo de energia elétrica.

Figura 7-5. Emissões de GEE em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.

Frente a esses resultados, resumidos na Tabela 7-1 e representados nas figuras anteriores, conclui-se que a biodigestão da vinhaça é o sistema mais importante para evitar emissões de GEE, e que a substituição do óleo diesel é o uso mais interessante do biogás, tanto na usina como fora dela.

Tabela 7-1. Resumo de resultados de emissões de GEE nos distintos cenários em kgCO₂eq/m³ vinhaça.

	0 Fertirriga. vinhaça <i>in natura</i>	1 Turbina + concentra- ção	2 Geração com Ciclo Otto	3 Uso veicular na usina	4.1 Injeção na rede – Rodoviário	4.2 Injeção na rede – Duto	5 Uso na matriz local
Fertirrigação	21,29	0,39	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Biodigestor e dessulfurizador	0,00	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>Upgrading</i>	0,00	0,00	0,00	2,20	2,20	2,20	2,20
Cenário	0,00	-0,47	-2,56	-13,07	-11,18	-11,27	-13,04
Emissões fugitivas	20,37	1,92	1,92	3,96	3,96	3,96	3,96
Eletricidade	0,00	-0,19	-2,27	0,50	0,50	0,44	0,50
Combustível fóssil	0,92	0,44	0,96	-12,16	-10,28	-10,31	-12,13
Balanço	21,29	2,17	0,61	-7,70	-5,82	-5,91	-7,67
Balanço com Relação ao Cenário 0	0,00	-19,12	-20,68	-28,99	-27,10	-27,19	-28,96

Fonte: Cálculos do autor.

7.2 Emissões de NO_x

No que diz respeito ao balanço das emissões de NO_x (Figura 7-6 e Figura 7-7), os resultados mostram que o cenário mais conveniente é a substituição de óleo diesel utilizando o biometano como GNV. Diversos estudos mostram que, frente aos motores diesel, o uso de GNV reduz as emissões de NO_x em até 50% nos motores dedicados (MITIANIEC, 2014), que consomem unicamente GNV, e em até 30% nos *dual-fuel* (LIU *et al.*, 2013).

Neste trabalho foram estudados dois cenários que utilizam o biometano como GNV. No Cenário 5, de substituição do diesel na frota de ônibus urbanos, obteve-se a maior redução no balanço de NO_x, pois neste caso se considerou o uso de motores dedicados ao GNV, aplicando-se o coeficiente de 50% de redução de emissões do motor diesel. Já no caso do Cenário 3, de substituição de diesel na frota de transporte de cana-de-açúcar, o ganho na redução das emissões de NO_x foi algo inferior, em decorrência da premissa do uso de motores *dual-fuel*, nos quais se aplica um coeficiente de 30% de redução de emissões. Assim, os motores *dual-fuel* dariam maior flexibilidade à operação, necessária nas circunstâncias das usinas, mas sua respectiva redução de NO_x seria inferior à conseguida com motores dedicados. Comparando ainda estes dois cenários, nos quais é avaliado o uso veicular do biometano, os ganhos ambientais são maximizados no Cenário 5, pois os ônibus rodam nos centros urbanos, enquanto a frota de transporte de cana-de-açúcar opera predominantemente nas vias rurais onde há menor densidade populacional.

A produção de energia elétrica com motogeradores Otto também poderia trazer vantagens para o balanço de emissões de NO_x, sempre e quando esses equipamentos possuam um controle de emissões adequado. Como já foi mencionado, as emissões de NO_x dos motogeradores dependem das condições de operação e manutenção, bem como de tratamentos de fim de tubo, obtendo dessa forma um amplo intervalo de desempenho. Assim, o resultado positivo no balanço depende de manter as emissões de NO_x produzidas por kWh_e gerado inferiores às que são produzidas no SIN. No caso, foi adotada a emissão de 0,42 g de NO_x por kWh_e gerado (1 gNO_x/Nm³ de combustão de biogás), valor muito semelhante à produzida pelo SIN, de 0,43 g de NO_x por kWh_e gerado.

A substituição do gás natural por biometano não teria, a princípio, ganhos significativos no que tange às emissões de NO_x no uso final. A explicação desse resultado é que as características do biometano são semelhantes às do gás natural e, uma vez que o biometano seja injetado na rede de gás natural, seus usos finais e condições de combustão seriam os mesmos. Consequentemente, já que a formação de NO_x depende desses fatores, espera-se que o nível de

emissões seja igual em ambas as situações. Ainda assim, por ter o processo de produção e transporte do gás natural mais emissões de NO_x que os processos correspondentes ao biometano, observa-se uma redução nas emissões ao se realizar a substituição.

Figura 7-6. Comparação do balanço de emissões de NO_x dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.

Figura 7-7. Comparação do balanço de emissões de NO_x dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça *in natura*. Fonte: Autor.

LEGENDA

0. Fertirrigação com vinhaça “*in natura*”
1. Cogeração com turbina e concentração de vinhaça
2. Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto
3. Uso veicular na frota da usina
- 4.1 Injeção de biometano na rede de gás natural (RODOVIÁRIO)
- 4.2 Injeção de biometano na rede de gás natural (GASODUTO)
5. Substituição de combustíveis na matriz local

Os resultados mostram que o cenário da combustão do biogás junto ao bagaço é o que obteria o pior desempenho. Considerando um índice de emissão de $0,88 \text{ gNO}_x/\text{Nm}^3$ e uma produção de energia elétrica calculada em $0,84 \text{ kWh}_e/\text{Nm}^3$, obtém-se um fator de emissão de $1,05 \text{ gNO}_x/\text{kWh}_e$, valor este maior que o dobro do fator do SIN, de $0,43 \text{ g de NO}_x \text{ por kWh}_e$ gerado. Assim, a eletricidade produzida neste cenário seria mais poluente que a do SIN. Esse resultado deve ser interpretado com cautela, pois a eletricidade do SIN possui baixas emissões de NO_x por provir de um *mix* de fontes de geração onde a maior parte da eletricidade é de origem hidroelétrica. Por essa razão, seria mais apropriado comparar a geração termoelétrica utilizando biogás com outras fontes térmicas para geração de eletricidade, como por exemplo, o uso de óleo diesel em motogeradores que produz cerca de $20 \text{ gNO}_x/\text{kWh}_e$ (OC, 2019).

Ao analisar os resultados das emissões de NO_x agrupadas por sistema (Figura 7-8), observa-se que a redução de emissões atrelada ao uso do biogás consegue superar as emissões da fertirrigação e da produção do biogás/biometano unicamente no Cenário 5. Já no Cenário 3 as emissões ficariam perto do equilíbrio, enquanto nos cenários 4.1 e 4.2 de substituição do gás natural, a redução atingida não seria suficiente para obter um balanço neutro ou negativo. Não obstante, quando são consideradas as emissões do Cenário de referência, o balanço é de redução de emissão para todos os casos exceto para os Cenários 1 e 2, como se viu na Figura 7-7.

Quando são analisadas as emissões agrupadas por fonte (Figura 7-9), a principal fonte de emissão de NO_x é a combustão do biogás/biometano (chamados no gráfico de “biocombustível”). Por outro lado, esta emissão é compensada ao substituir a queima de um combustível fóssil. Nos Cenários 3 e 5, de uso de biometano como GNV, essa substituição do combustível fóssil (diesel) é mais vantajosa que nos cenários 4.1 e 4.2 (gás natural).

Observa-se que as emissões de NO_x do consumo de eletricidade proveniente do SIN, para produção do biometano nos Cenários 3, 4 e 5, não são significativas quando comparadas às emissões da combustão do biometano, nem quando comparadas às emissões evitadas na substituição dos combustíveis fósseis.

No caso do Cenário 2, com a exportação de eletricidade de baixa emissão de NO_x , não são compensadas as emissões de NO_x do diesel gasto na fertirrigação e as da combustão do biogás. Embora no Cenário 1 exista uma queda de emissões de NO_x com a redução do consumo de diesel na fertirrigação, esta diminuição não é capaz de compensar as emissões produzidas pela combustão do biogás na caldeira. Ainda assim, quando se trata de emissões de NO_x , deve-se lembrar que as condições de operação e os tratamentos de fim de tubo são determinantes no desempenho ambiental dos sistemas de combustão.

Figura 7-8. Emissões de NO_x em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.

Figura 7-9. Emissões de NO_x em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.

LEGENDA	
0.	Fertirrigação com vinhaça “ <i>in natura</i> ”
1.	Cogeração com turbina e concentração de vinhaça
2.	Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto
3.	Uso veicular na frota da usina
4.1	Injeção de biometano na rede de gás natural (RODOVIÁRIO)
4.2	Injeção de biometano na rede de gás natural (GASODUTO)
5.	Substituição de combustíveis na matriz local

A Figura 7-10 mostra as emissões produzidas e evitadas de NO_x , agrupando-as por fontes “Locais” e “Não locais”, a depender de sua localização dentro ou fora da região de Ribeirão Preto. Observa-se que nos Cenários 1, 2 e 4 as emissões de NO_x se produziriam localmente, no caso, na região de Ribeirão Preto. Por outro lado, nos Cenários 3 e 5 se conseguiria uma redução de emissões nessa região.

No Cenário 2, verifica-se uma diminuição de emissões fora da região, mas esse ganho implica em um incremento de emissões locais. Assim, as emissões evitadas estariam dispersas por todo o território abrangido pelo SIN, enquanto as emissões produzidas estariam em Ribeirão Preto.

Dessa forma, pode-se concluir que, do ponto de vista do controle da poluição local por NO_x , os cenários de substituição de diesel se mostram os mais convenientes.

Figura 7-10. Emissões de NO_x em cada cenário, agrupadas por fontes “Locais” e “Não locais”. Fonte: Autor.

Esse tipo de análise, sobre a localização das fontes de emissão, adquire mais importância em regiões onde o nível de poluição atmosférica se encontra próximo ao considerado como de saturação. Esse é o caso da região de Ribeirão Preto, que em 2007 já era saturada com O_3 troposférico (Figura 7-11), poluente que tem como precursor o NO_x . Assim, em termos ambientais, não seria conveniente a instalação, na área, de novos empreendimentos que contemplem mais fontes de emissão de NO_x . Inclusive, com base na saturação detectada pela CETESB, poderiam ser realizados questionamentos durante o processo de licenciamento ambiental, para dar cumprimento ao Decreto nº 52.469, de 12 de dezembro de 2007, que regulamenta a concessão de licenças relacionadas ao controle de emissões.

Em 2019, a qualidade do ar em Ribeirão Preto ainda não é categorizada como “N1 - Boa”, estando na categoria “N2 - Moderada”, por seu nível de O_3 , apresentando uma concentração entre 100 e 130 $\mu g/m^3$.⁴⁵

Dessa forma, a instalação dos Cenários 1 e 2 poderia ser questionável, por trazer fontes de emissão de NO_x para a região, ainda que pouco significativas. Por outro lado, os Cenários 3 e 5 deveriam contar com incentivo, pois diminuiriam o nível de emissão local de NO_x na região.

Figura 7-11. A região de Ribeirão Preto, em 2008, já se encontrava saturada com O_3 . Fonte: CETESB (2008).

⁴⁵ <https://sistemasinter.cetesb.sp.gov.br/html-ar/boletim-diario-por-poluente.html>

7.3 Emissões de SO_x

Neste estudo foi considerado que as emissões de SO_x são proporcionais à quantidade de enxofre presente nos combustíveis consumidos, no caso: biogás, biometano, gás natural e diesel.

Também foram contabilizadas as emissões de SO_x produzidas por termoeletricas ligadas ao SIN, pois se considerou que toda a energia elétrica utilizada nos cenários proviria desse sistema. Os resultados mostram a importância dessa premissa, já que as emissões de SO_x se encontram relacionadas principalmente à produção ou ao consumo de eletricidade. Isso pode ser observado na Figura 7-14, a qual mostra que o Cenário 2, de geração elétrica com biogás, consegue a maior redução de emissões de SO_x ao exportar uma quantidade significativa de eletricidade ao SIN.

Esse resultado é consequência de que, ao utilizar um biogás com 75 ppmv de H₂S no motorizador, são emitidos 0,05 gSO_x/kWh_e na combustão. Já no SIN, é produzido 1,25 gSO_x/kWh_e (MME, 2007; OC, 2019). Nessas condições, a geração elétrica com biogás é consideravelmente mais limpa que a do SIN.

Cabe esclarecer aqui que a matriz elétrica brasileira, apesar de ser maioritariamente hidráulica, possui uma fatia significativa de termoeletricas, emissoras de SO_x. A Tabela 7-2 mostra os fatores de emissão de diferentes tipos de termoeletricas, fatores estes considerados no Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 2007).

Tabela 7-2. Fatores médios de emissão de SO₂ para distintos tipos de termoeletricas.

Combustível	Categoria de empreendimento	Tecnologia	Fator de emissão (g/kwh) SO ₂
Carvão Nacional	1	Ciclo a vapor convencional1	36,85
	2	Leito Fluidizado2	31,32
Carvão Internacional	3	Ciclo a vapor convencional com caldeira a carvão pulverizado	5,95
	4	Leito fluidizado / ciclo combinado	0,91
Gás Natural	5	Convencional	0,13
	6	Ciclo Combinado	0
Óleo Combustível Padrão	7	Turbina a gás	2,2
Óleo Combustível Pesado	8	Convencional	16,9

Fonte: MME (2007).

Embora as termoeletricas a carvão tenham pouca representatividade na matriz elétrica, de apenas 4,1% (EPE, 2019), essa fonte é extremamente poluente em termos de emissões de SO_x (até 36,85 $\text{gSO}_2/\text{kWh}_e$), dado o alto conteúdo de enxofre no carvão nacional.

Igualmente ao Cenário 2, o Cenário 1 também contempla a geração de energia elétrica com biogás. Não obstante, seu balanço de geração é negativo, pois se consome mais eletricidade, para gerar o biogás e realizar a concentração da vinhaça, do que é gerado na turbina de cogeração. Por esse motivo, ao ser consumida energia elétrica do SIN, o balanço das emissões de SO_x é positivo. Sendo assim, com as premissas adotadas neste trabalho, a geração de energia elétrica com biogás seria mais conveniente mediante os motogeradores do que mediante a adaptação do sistema de cogeração de bagaço da usina.

Observa-se que as emissões de SO_x do uso do diesel na fertirrigação parecem ser irrelevantes, fazendo com que, para o resultado, seja indiferente tomar o cenário atual como referência (Figura 7-12 e Figura 7-13).

Nos Cenários 3 e 5, ambos de uso veicular do biometano, as emissões de SO_x devidas ao consumo de energia elétrica proveniente do SIN não conseguem ser compensadas pela diminuição de emissões da substituição do diesel. Vale ressaltar que na combustão do biometano é produzido menos SO_x por unidade energética do que na combustão do diesel. Por outro lado, o problema da emissão de SO_x se encontra principalmente na energia elétrica consumida do SIN para a produção do biometano, eletricidade esta que possui um fator de emissões de SO_x significativo. Isso é mais claramente observado quando são analisadas as emissões de SO_x agrupadas por tipo de fonte (Figura 7-15), já que o consumo e a produção de eletricidade aparecem como determinantes nos balanços de SO_x .

De forma semelhante, no Cenário 4, de substituição de gás natural, as emissões de SO_x dos sistemas de produção e transporte do biometano têm mais relevância no balanço do que as emissões de SO_x reduzidas na substituição desse combustível fóssil (Figura 7-14 e Figura 7-15). Isso é consequência desses sistemas serem consumidores de energia elétrica e da consideração de que essa eletricidade provém do SIN.

Analisando os resultados das emissões de SO_x agrupadas por sistema (Figura 7-14), observa-se que quanto maior for a energia elétrica consumida no sistema, maior será sua importância no balanço de emissões. Assim, por exemplo, a biodigestão tem maior importância que o *upgrading* no balanço de emissões, por ser o primeiro maior consumidor de eletricidade.

Observa-se que, no balanço de emissões de SO_x , a combustão de biometano não traria benefícios ao substituir a de gás natural, partindo-se do pressuposto de que o conteúdo de

enxofre nesses gases deve ser semelhante, por terem que cumprir os mesmos limites estabelecidos na normativa técnica.

Figura 7-12. Comparação do balanço de emissões de SO_x dos cenários, em valores absolutos. Fonte: Autor.

Figura 7-13. Comparação do balanço de emissões de SO_x dos cenários, em valores relativos, tomando como referência o cenário atual de fertirrigação com vinhaça *in natura*. Fonte: Autor.

LEGENDA

0. Fertirrigação com vinhaça “*in natura*”
1. Cogeração com turbina e concentração de vinhaça
2. Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto
3. Uso veicular na frota da usina
- 4.1 Injeção de biometano na rede de gás natural (RODOVIÁRIO)
- 4.2 Injeção de biometano na rede de gás natural (GASODUTO)
5. Substituição de combustíveis na matriz local

Figura 7-14. Emissões de SO_x em cada cenário, agrupadas por sistema. Fonte: Autor.

Figura 7-15. Emissões de SO_x em cada cenário, agrupadas por fonte de emissão. Fonte: Autor.

LEGENDA	
0.	Fertirrigação com vinhaça “ <i>in natura</i> ”
1.	Cogeração com turbina e concentração de vinhaça
2.	Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto
3.	Uso veicular na frota da usina
4.1	Injeção de biometano na rede de gás natural (RODOVIÁRIO)
4.2	Injeção de biometano na rede de gás natural (GASODUTO)
5.	Substituição de combustíveis na matriz local

Ao contrário do que acontecia com as emissões de NO_x , a localização da produção e redução de emissões de SO_x se dá predominantemente fora da região de Ribeirão Preto, em todos os cenários (Figura 7-16). Isso se deve à necessidade do consumo de energia elétrica nos sistemas que compõem os cenários.

No Cenário 2, os motores instalados nas usinas de Ribeirão Preto emitiriam certa quantidade de SO_x ao queimar o biogás. Ao mesmo tempo, com a exportação de energia ao SIN, seriam evitadas emissões de SO_x nas centrais termoeletricas conectadas ao SIN e distribuídas por grande parte do território brasileiro (as de carvão, mais poluentes em termos de SO_x , encontram-se na região sul do país). Aconteceria, assim, uma “transferência” de emissões entre diferentes regiões.

No que diz respeito à redução de emissões produzidas localmente, os Cenários 3 e 5, de substituição de diesel por GNV, são os mais convenientes.

LEGENDA

0. Fertilização com vinhaça “*in natura*”
1. Cogeração com turbina e concentração de vinhaça
2. Produção de eletricidade a partir de biogás com ciclo Otto
3. Uso veicular na frota da usina
- 4.1 Injeção de biometano na rede de gás natural (RODOVIÁRIO)
- 4.2 Injeção de biometano na rede de gás natural (GASODUTO)
5. Substituição de combustíveis na matriz local

Figura 7-16. Emissões de SO_x em cada cenário, agrupadas por fontes “Locais” e “Não locais”. Fonte: Autor.

7.4 Emissões de MP

Na cidade de Ribeirão Preto são ultrapassados, várias vezes por ano, os limites de MP recomendados pela Organização Mundial da Saúde - OMS (WHO, 2005), tal como mostram os dados de qualidade do ar representados na Figura 7-17.

Figura 7-17. Concentração de MP na área urbana da cidade de Ribeirão Preto e limites recomendados pela OMS. Fonte de dados: CETESB (2018).

Já em 2008 a região estava em vias de saturação com MP, como mostram as informações contidas na Resolução SMA 42/08 (Figura 7-18). Essa Resolução, como previsto pelo Decreto 52.469/07, dispõe sobre a classificação das sub-regiões saturadas do Estado de São Paulo, quanto ao grau de saturação da qualidade do ar. A classificação instituída foi aprovada pelo Conselho Estadual de Meio Ambiente – CONSEMA (Deliberação CONSEMA 33/2008) e tem como base dados de monitoramento da CETESB dos últimos três anos anteriores à sua publicação.

Figura 7-18. Em 2008, a cidade de Ribeirão Preto já se encontrava em vias de saturação de MP. Fonte: CETESB (2008).

A substituição do diesel por GNV e/ou biometano seria uma medida de redução de emissão de MP, pois em comparação com os motores diesel, os motores equivalentes movidos a gás são praticamente isentos de emissão de MP (MITIANIEC, 2014). No começo, essa substituição poderia ser incentivada pelas Prefeituras por meio da conversão das frotas cativas de transporte coletivo urbano e de coleta de resíduos sólidos urbanos. Posteriormente, uma vez criada a infraestrutura necessária para a distribuição de GNV, a substituição poderia chegar também às frotas particulares de transporte.

Assim, frente ao Cenário 3, de substituição do diesel no transporte de cana-de-açúcar a, o Cenário 5, de substituição de combustíveis na matriz local, traria maior impacto positivo para a qualidade do ar, considerando que as frotas de transporte de cana-de-açúcar das usinas operam de forma dispersa no meio rural e que a redução de emissão seria mais interessante nos centros urbanos, onde existe alta concentração de MP.

Dessa forma, o incentivo à inserção do biometano, a partir de políticas públicas, além de diminuir o consumo de combustíveis fósseis, poderia ajudar no controle da qualidade do ar dentro da cidade.

8 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA NOS DIFERENTES CENÁRIOS

A seguir, são apresentados os resultados da avaliação econômica dos distintos cenários, considerando os custos da fertirrigação, da biodigestão, dos sistemas de produção de biogás combustível e de biometano, bem como os custos de investimento e operação das diferentes alternativas tecnológicas que permitem o uso final desses biocombustíveis derivados do processamento da vinhaça. São consideradas, também, as receitas da venda da energia elétrica e do biometano, assim como as despesas evitadas com a substituição do diesel.

Dessa forma, pretende-se averiguar se a produção de biogás/biometano a partir da vinhaça é um investimento atrativo dadas as condições e os valores de mercado atuais. Além disso, são apresentados os cenários de precificação da tonelada de CO₂ equivalente (tCO₂eq)⁴⁶ evitada, mostrando qual seria o impacto da valorização econômica da mitigação de emissões na viabilidade dos cenários. Todos os resultados mostrados a seguir são para a Usina Média (capacidade de moenda de 3 milhões de toneladas / ano; produção de 600 m³ etanol / dia e 7.200 m³ vinhaça / dia).

8.1 Cenário 0: Fertirrigação com vinhaça *in natura*

No cenário de referência não foram considerados os custos de instalação, já que atualmente a fertirrigação está amplamente estabelecida nas usinas. Assim, neste cenário são contabilizados exclusivamente os custos de operação e manutenção.

O custo da fertirrigação é variável e depende de diferentes fatores, tais como a localização da usina, a localização das lavouras de cana-de-açúcar, o volume de produção, o relevo do território, as técnicas utilizadas no transporte e na aplicação, etc.

Considerando um consumo de combustível na fertirrigação de 0,3 L/m³ de vinhaça (Tabela 6-1) e o valor de R\$ 3,40/L de diesel, então seriam gastos R\$ 1/m³ de vinhaça, referente ao consumo de combustível. Utilizando esse valor e a produção anual de vinhaça da Usina Média, a despesa com diesel para realizar a fertirrigação seria de aproximadamente R\$ 1.452.000/ano, podendo esse valor ser superior em condições menos favoráveis de distribuição das lavouras.

⁴⁶ *Certificate Emission Reduction* (CER) ou Crédito de Descarbonização (CBIO - Lei nº 13.576/2017).

Tendo em conta não só os gastos com combustível, existem referências que indicam um gasto médio no setor de R\$4/m³ de vinhaça aplicada em fertirrigação (JORNALCANA, 2007). Segundo informações coletadas por Cruz (2011) junto à empresa “Veronez Projetos e Consultoria”, os custos de transporte e de aplicação de vinhaça por meio de caminhão e carretel enrolador variam entre R\$ 1,20/m³ e R\$ 4,56/m³, a depender da distância entre 2 e 40 km, respectivamente. Por causa dos custos apresentados, dos significativos volumes de vinhaça produzidos e da necessidade de aumento da área de dispersão para cumprimento das restrições ambientais (Norma P4.231/2005), mostra-se necessário oferecer ao setor alternativas para o processamento da vinhaça.

8.2 Custo da produção de biogás combustível e de biometano a partir de vinhaça

Para estimar o custo de produção de 1 Nm³ de biogás combustível a partir de vinhaça, insumo para todos os cenários, foram levantados os custos relativos a um sistema de biodigestão dimensionado para tratar a quantidade de vinhaça e a carga orgânica produzidas pela Usina Média (Tabela 5-5). Para aplicar os resultados desse levantamento a uma usina de outro porte, pode-se utilizar a proporção linear e obter resultados bastante aproximados, pois os equipamentos considerados para biodigestão e tratamento de biogás são modulares, o que mitiga o fator de escala.

Assumiu-se a utilização de reatores IC, por estes serem a mais eficiente tecnologia disponível no mercado no que diz respeito à remoção de matéria orgânica e à produção de biogás. Da mesma forma, foram levantados os custos associados a um lavador biológico de gás, já que este tipo de sistema de limpeza é recomendado pelos fabricantes para a quantidade de H₂S presente no biogás e para a escala de produção considerada.

Assim, são apresentados na Tabela 8-1, os custos de biodigestão e de limpeza do biogás, para um sistema de biodigestão IC com capacidade para tratar 7.200 m³/dia de vinhaça contendo 26,54 kg DQO/m³ e que possua uma produção de biogás combustível de 2.000 m³/h.

Esse custo apresentado na Tabela 8-1 pode ser considerado conservador, pois é consideravelmente superior ao obtido por Fuess *et al.* (2017) que chegou ao valor de R\$ 0,13/Nm³ de biogás a partir dos custos de construção de um sistema de biodigestão.

Tabela 8-1. Custos de um sistema de produção de biogás combustível a partir de vinhaça.

CUSTO	Estimativa
<i>CAPEX</i>	R\$ 28.700.000
<i>OPEX</i>	R\$ 1.300.000
Custo produção do biogás combustível/Nm³	R\$ 0,25

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos e em dados de mercado.

Adiante, é estimado o custo da produção de 1 Nm³ de gás natural renovável (biometano) que atenda as exigências da Resolução ANP n° 8/2015, para o qual são contabilizados, além dos custos do biogás combustível, os de uma instalação tipo *water scrubber* para a separação do CO₂. O valor desse equipamento, dimensionado para o caso estudado, é apresentado na Tabela 8-2.

Tabela 8-2. Custos de um sistema de produção de biometano (Resolução ANP n° 8/2015) a partir de vinhaça.

CUSTO	Estimativa
<i>CAPEX</i>	R\$ 35.400.000
<i>OPEX</i>	R\$ 2.300.000
Custo de produção do biometano/Nm³	R\$ 0,60

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos e em dados de mercado.

Para a substituição do diesel, o biometano ainda deveria ser comprimido até 250 bar. Dessa forma, teriam que ser incluídos os custos da compressão (Tabela 8-3):

Tabela 8-3. Custos de um sistema de produção de biometano comprimido até 250 bar.

CUSTO	Estimativa
<i>CAPEX</i>	R\$ 500.000
<i>OPEX</i>	R\$ 300.000
Custo do Nm³ biometano comprimido 250 bar	R\$ 0,66

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos e em dados de mercado.

Ao serem comparados esses custos de produção com o preço atual dos combustíveis fósseis, o biogás e o biometano obtêm vantagem econômica significativa, tal como mostra a Tabela 8-4:

Tabela 8-4. Quadro comparativo do custo de produção do biogás e biometano de vinhaça com os preços dos combustíveis aplicados ao consumidor.

Custo biogás combustível	Custo biometano	Custo biometano 250 Bar	Preço gás natural 2018 residencial	Preço Diesel 2018
R\$ 0,25 /Nm ³	R\$ 0,60 /Nm ³	R\$ 0,66 /Nm ³	R\$ 2,73/Nm ³	R\$ 3,40/L
R\$ 0,012/MJ	R\$ 0,017/MJ	R\$ 0,019/MJ	R\$ 0,067/MJ	R\$ 0,094/MJ

Fonte dos preços dos combustíveis: ANP (2018) e MME (2018).

Apesar dessa vantagem, calculada com custos anualizados, devem ser estudados os indicadores de viabilidade econômica de cada cenário, cujos resultados são mostrados a seguir.

8.3 Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

A seguir, são mostrados os resultados do levantamento dos custos de instalação relativos à adaptação de uma caldeira de bagaço para a combustão conjunta com biogás, bem como dos custos de investimento em um concentrador de vinhaça, cuja capacidade de evaporação seja dimensionada considerando o poder calorífico disponibilizado pelo biogás.

Nos custos de operação, são contabilizados os custos do biogás combustível e da limpeza semanal do concentrador, assumindo-se que, para essa limpeza, circulam 35 m³ de dissolução de soda cáustica de 0,5%. Ainda, é contabilizado nos custos de manutenção do concentrador o seu hidrojateamento na entressafra.

Foram levantados os custos relativos à instalação, à operação e à manutenção dos concentradores evaporativos encontrados no mercado brasileiro. Com essas informações, são calculados os custos de um concentrador de 100 t/h de capacidade de evaporação (Tabela 8-5).

Tabela 8-5. Custos no Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça.

	Equipamento/ Insumo	Preço unitário	Unidade de medida	Unidades	Unidade de medida	Valor
CAPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 14.350	/(Nm³/h)	2.000	Nm³/h	R\$ 28.700.000
Cenário 1	Adaptação caldeiras	R\$ 100.000	/caldeira	1	Caldeiras	R\$ 100.000
Cenário 1	Concentrador	R\$ 80.000	/(t/h)	100	t/h	R\$ 8.000.000
Total						R\$ 36.800.000
OPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 650	/(Nm³/h ano)	2.000	Nm³/h	R\$ 1.300.000
Cenário 1	Soda caustica	R\$ 800	/t	17	/ano	R\$ 14.000
Cenário 1	Hidrojateamento	R\$ 50.000	/hidrojat.	1	/ano	R\$ 50.000
Total						R\$ 1.364.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos.

A Tabela 8-6 mostra as receitas com a venda de eletricidade e a redução de despesas com combustível. Foi considerado como preço da eletricidade vendida pela usina o valor de R\$ 251/MWh_e, preço alcançado no Leilão A-5, promovido pela ANEEL em abril de 2016, em um projeto de biogás a partir de vinhaça na Usina Bonfim, do Grupo Raízen. Como preço do diesel foi considerado R\$ 3,4/L, preço médio em 2018, segundo dados da ANP.

Tabela 8-6. Receitas no Cenário 1.

	Preço unitário	Unidades	Total
Venda de energia elétrica no SIN	R\$ 251/MWh _e	3.500 MWh _e /ano	R\$ 878.500/ano
Despesa com Diesel evitada	R\$ 3,4/L	300.000 L/ano	R\$ 1.020.000/ano
Receita total anual			~R\$ 1.900.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados da ANEEL (2016) e da ANP (2018).

Observando o alto investimento necessário e comparando os custos com as receitas, chega-se à conclusão de que o Cenário 1 não é viável economicamente, pois o *payback* simples seria excessivamente longo.

Esse resultado reforça a tese de que, para que a concentração da vinhaça seja viável economicamente, deve ser aproveitado o calor residual da usina, como por exemplo, o proveniente das colunas de destilação, sem consumo adicional de combustíveis, tese defendida por da Silva (2012).

Até este ponto da análise, não foi contabilizada economicamente a redução de emissões de GEE consequente à implantação do sistema proposto neste cenário. A seguir, a Figura 8-1 mostra o impacto do preço da tonelada de carbono equivalente na viabilidade da implantação desta tecnologia. Na Figura 8-1 pode ser observada a relação existente entre a taxa de desconto aplicada e o VPL, para seis valores do preço da tCO₂eq evitada (R\$ 0, R\$ 20, R\$ 40, R\$ 60, R\$ 80 e R\$ 100).

Os resultados mostrados na figura abaixo indicam que o Cenário 1 é claramente antieconômico, obtendo VPL positivos só com valores superiores a R\$ 80/ tCO₂eq e taxas de desconto inferiores a 8% aa.

Figura 8-1. Viabilidade econômica do Cenário 1 - Cogeração com turbina e concentração de vinhaça, considerando diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

8.4 Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto

A Tabela 8-7 mostra os custos da geração elétrica com motogeradores ciclo Otto utilizando biogás. Vale lembrar que foi escolhida a tecnologia de ciclo Otto por sua economia frente a diferentes alternativas, tais como as microturbinas (COELHO *et al.*, 2006; SALOMON, 2007).

Tabela 8-7. Custos do Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto.

	Equipamento /Insumo	Preço unitário	Unidade de medida	Unidades	Unidade de medida	Valor
CAPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 14.350	/(Nm ³ /h)	2.000	Nm ³ /h	R\$ 28.700.000
Cenário 2	Motogerador	R\$ 2.000	/kW _e	4.800	kW _e	R\$ 9.600.000
Total						R\$ 38.300.000
OPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 650	/(Nm ³ /h ano)	2.000	Nm ³ /h	R\$ 1.300.000
Cenário 2	Motogerador	R\$ 40,00	/MWh _e	28.300	MWh _e /ano	R\$ 1.132.000
Total						R\$ 2.432.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos.

Com esses valores, estima-se o custo do MWh_e gerado com biogás a partir de vinhaça (Tabela 8-8).

Tabela 8-8. Custos de geração de eletricidade com biogás a partir de vinhaça.

CUSTO	Estimativa
<i>CAPEX</i>	R\$ 38.300.000
<i>OPEX</i>	R\$ 2.432.000
Custo geração de eletricidade	R\$ 198 /MWh_e

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos e em dados de mercado

A Tabela 8-9 apresenta a receita com a venda de eletricidade, usando o preço da eletricidade de R\$ 251/MWh_e (ANEEL, 2016):

Tabela 8-9. Receitas no Cenário 2.

	Preço unitário	Unidades	Total
Venda de energia elétrica no SIN	R\$ 251/MWh _e	23.000 MWh _e /ano	R\$ 5.773.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados da ANEEL (2016).

A Figura 8-2 mostra que, considerando o valor de R\$ 20 a tCO₂eq, o investimento apresenta um TIR de aproximadamente 8%. Com valores entre R\$ 60 e R\$ 100 para a tCO₂eq evitada, a TIR se encontra ente 12 e 17%.

Figura 8-2. Viabilidade econômica do Cenário 2 - Produção de eletricidade com ciclo Otto, considerando diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

8.5 Cenário 3: Uso veicular na frota da usina

Avaliou-se o uso veicular na frota da usina de transporte de cana, contabilizando os custos do sistema de biodigestão tipo IC, do sistema de purificação, do *upgrading* até 98% de metano e da estação de abastecimento de GNV com compressão até 250 bar (Tabela 8-10).

Para dimensionar e calcular o custo desses equipamentos, considerou-se que o consumo de combustível no transporte de cana representaria apenas ~25% do potencial da produção de biometano. Consequentemente, para atender essa demanda, as instalações de biodigestão e processamento do biogás precisariam de apenas ¼ de capacidade das necessárias da capacidade necessária nos demais cenários.

Além dos custos da biodigestão, levou-se em conta a renovação da frota, contabilizando apenas a diferença de preço entre veículos diesel e veículos *dual-fuel*, sendo estes últimos 25% mais caros (BRIGHTMAN *et al.*, 2011).

Tabela 8-10. Custos no Cenário 3: Uso veicular na frota da usina.

	Equipamento/ Insumo	Preço unitário	Unidade de medida	Unidades	Unidade de medida	Valor
CAPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 14.350	/(Nm ³ /h)	500	Nm ³ /h	R\$ 7.175.000
Produção de biometano	<i>Upgrading</i>	R\$ 3.350	/(Nm ³ /h)	500	Nm ³ /h	R\$ 1.675.000
Cenário 3	Compressor 250 bar	R\$ 400	/(Nm ³ /h)	300	Nm ³ /h	R\$ 120.000
Cenário 3	Cavalos	R\$ 126.000	/unidade	34	Unidades	R\$ 4.284.000
Total						R\$ 13.254.000
OPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 650	/(Nm ³ /h ano)	500	Nm ³ /h	R\$ 325.000
Produção de biometano	<i>Upgrading</i>	R\$ 510	/(Nm ³ /h ano)	500	Nm ³ /h	R\$ 255.000
Cenário 3	Compressor 250 bar	R\$ 250	/(Nm ³ /h ano)	300	Nm ³ /h	R\$ 75.000
Total						R\$ 566.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos.

A diminuição das despesas com diesel, usando o preço do combustível de R\$ 3,4/L (ANP, 2018), aparece na Tabela 8-11:

Tabela 8-11. Receitas no Cenário 3.

	Preço unitário	Unidades	Total
Diminuição das despesas com diesel	R\$ 3,4/L	1.740.000 L/ano	~5.900.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados da ANP (2018).

Como pode ser observado, **a redução nas despesas com diesel é da ordem de 10 vezes superior ao custo de manutenção do sistema**, o que faz com que os investimentos na biodigestão e no tratamento do biogás tenham um *payback* simples inferior a três anos. A valorização econômica da tCO₂eq evitada consegue dar ainda mais viabilidade ao cenário, tal como mostra a Figura 8-3.

Figura 8-3. Viabilidade econômica do Cenário 3 - Uso veicular na frota da usina, considerando diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

8.6 Cenário 4: Injeção na rede de gás natural

Neste cenário foi avaliado o custo do transporte do biometano até um ponto da rede de distribuição de gás natural para sua injeção. Como foi indicado anteriormente, esse transporte pode ser rodoviário ou por gasoduto. No primeiro caso, foram contabilizados todos os custos atrelados à produção do biometano e à sua compressão até 250 bar, assim como os custos mecânicos, as carretas e os módulos para transporte. No segundo caso, incluíram-se os custos de produção do biometano e do gasoduto, não sendo incluídos os de compressão, já que o gás sai do sistema de tratamento com 6 bar e a rede de distribuição trabalha entre 7 e 2,5 bar.

No que se refere aos custos do transporte rodoviário, foram considerados os valores de mercado mostrados na Tabela 8-12, a seguir:

Tabela 8-12. Custos do transporte rodoviário.

<i>Dados de mercado</i>		
Salário do motorista	R\$/mês	2.500,00
Encargos e benefícios do motorista	R\$/mês	1.075,00
Salário bruto	R\$/mês	3.575,00
Horas	h/mês	192,00
Salário bruto/hora	R\$/h	18,62
Preço do módulo	R\$	105.000,00
Preço da carreta	R\$	120.000,00
Preço do cavalo	R\$	525.000,00
Preço do óleo	R\$/litro	2,70
Preço do combustível	R\$/litro	3,40
Preço do pneu	R\$	620,00
Preço da recapagem	R\$	180,00
IPVA/Seguro Obrigatório	R\$/ano	2000,00
<i>Custos fixos</i>	R\$/ano	7000,00
IPVA/Seguro Obrigatório	R\$/ano	2000,00
Custo administrativo	R\$/ano	5000,00
Custo da mão de obra por safra	R\$/ano	108.143,75
<i>Custos variáveis por km</i>	R\$/km	2,07
Combustível	R\$/km	1,64
Óleo	R\$/km	0,01
Pneu	R\$/km	0,22
Recapagem	R\$/km	0,06
Custo da manutenção	R\$/km	0,13

Fonte: Adaptado de Bendezi (2009).

Para determinar o investimento inicial, foi considerado o número de cavalos e de carretas necessário para o abastecimento contínuo, o qual depende da produção de biometano (porte do empreendimento) e da distância percorrida no transporte rodoviário. Calculou-se que, nos casos analisados na região, são necessários quatro módulos e um cavalo mecânico (Tabela 6-22). Considerando esses valores, a injeção na rede de gás natural utilizando o transporte rodoviário teria os custos mostrados na Tabela 8-13.

Tabela 8-13. Custos do Cenário 4: Injeção na rede de gás natural com transporte rodoviário a 20 km.

	Equipamen to/ Insumo	Preço unitário	Unidade de medida	Unidades	Unidade de medida	Valor
CAPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 14.350	/(Nm³/h)	2.000	Nm³/h	R\$ 28.700.000
Produção de biometano	Upgrading	R\$ 3.350	/(Nm³/h)	2000	Nm³/h	R\$ 6.700.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Compressor 250 bar	R\$ 400	/(Nm³/h)	1200	Nm³/h	R\$ 480.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Módulo	R\$ 105.000	/unidade	16	Unidades	R\$ 1.680.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Carreta	R\$ 120.000	/unidade	4	Unidades	R\$ 480.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Cavalo	R\$ 525.000	/unidade	1	Unidades	R\$ 525.000
Total				R\$ 38.565.000		
OPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 650	/(Nm³/h ano)	2.000	Nm³/h	R\$ 1.300.000
Produção de biometano	Upgrading	R\$ 510	/(Nm³/h ano)	2.000	Nm³/h	R\$ 612.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Compressor 250 bar	R\$ 250	/(Nm³/h ano)	1.200	Nm³/h	R\$ 300.000
Cenário 4 - Rodoviário 20 km	Veículo					R\$ 190.000
Total				R\$ 2.402.000/ano		

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos.

No caso do gasoduto, seu custo é proporcional ao seu diâmetro. O diâmetro do gasoduto é determinado pela perda de carga e pela velocidade máxima admissível do gás. Segundo os cálculos do diâmetro necessário, apresentados no APÊNDICE B deste trabalho, precisa-se de um gasoduto de 3 a 8 polegadas de diâmetro. Com base nesses números, a injeção na rede de gás natural utilizando o transporte por gasoduto teria os custos mostrados na Tabela 8-14.

Tabela 8-14. Custos da injeção na rede de gás natural usando transporte por gasoduto.

	Equipamento/ Insumo	Preço unitário	Unidade de medida	Unidades	Unidade de medida	Valor
CAPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 14.350	/(Nm ³ /h)	2.000	Nm ³ /h	R\$ 28.700.000
Produção de biometano	<i>Upgrading</i>	R\$ 3.350	/(Nm ³ /h)	2.000	Nm ³ /h	R\$ 6.700.000
Cenário 4 - Gasoduto 20 km	Gasoduto	R\$ 57.000	/km*in	120	km*in	R\$ 6.840.000
Total						R\$ 42.240.000
OPEX						
Produção de biogás combustível	Biodigestor + purificador	R\$ 650	/(Nm ³ /h ano)	2.000	Nm ³ /h	R\$ 1.300.000
Produção de biometano	<i>Upgrading</i>	R\$ 510	/(Nm ³ /h ano)	1.200	Nm ³ /h	R\$ 612.000
Cenário 4 - Gasoduto 20 km	Gasoduto	R\$ 2.850	/km*in	120	km*in	R\$ 342.000
Total						R\$ 2.254.000/ano

Fonte: Autor, baseado em dados dos fabricantes de equipamentos.

Quando comparados os custos anualizados em função da distância, observa-se que o gasoduto é o meio de transporte mais econômico até os 20 km e que, a partir daí, o transporte rodoviário passaria a ser o mais vantajoso, como mostra a Figura 8-4.

Figura 8-4. Comparação entre os custos anualizados do transporte rodoviário e os do transporte por gasoduto, em função da distância. Os valores são para a Usina Média. Fonte: Autor.

A seguir, a Tabela 8-15 mostra a receita da venda de biometano injetado na rede de gás natural, usando o preço da Petrobras do gás natural importado da Bolívia para as distribuidoras de R\$ 1,03/m³ (MME, 2018).

Tabela 8-15. Receitas no Cenário 4 com a injeção de biometano na rede de gás natural.

	Preço unitário	Unidades	Total
Receitas com a venda de biometano	R\$ 1,03/Nm ³	6.400.000 Nm ³ /ano	R\$ 6.600.000

Fonte: Autor, baseado em dados da MME (2018).

A Figura 8-5 apresenta a relação que existe entre a taxa de desconto aplicada e o VPL, para seis valores do preço da tCO₂eq evitada (R\$ 0, R\$ 20, R\$ 40, R\$ 60, R\$ 80 e R\$ 100). Na figura, observa-se a necessidade de precificação da tCO₂eq evitada para dar atratividade ao investimento na injeção de biometano na rede de gás natural.

Os cálculos foram realizados para a distância de 20 km, em que os custos anualizados de ambos os tipos de transporte se igualam e, por essa razão, os indicadores de viabilidade econômica seriam similares.

Figura 8-5. Viabilidade econômica do Cenário 4 - Injeção na rede de gás natural, considerando diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

8.7 Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local

Os custos associados a este cenário são os mesmos que os do cenário de injeção na rede de gás natural. O que os diferencia é a destinação final e, portanto, o preço obtido com a venda de biometano. Enquanto no cenário de injeção na rede o preço de referência do gás é o pago pela distribuidora, neste cenário se considera a venda ao usuário final, o que possibilita maior margem de lucro, por não haver intermediários. A Tabela 8-16 compara os preços segundo o comprador.

Tabela 8-16. Preços praticados para o gás natural segundo o comprador.

	Concessionária	Industrial	GNV	Residencial
Preço Nm³ sem tributos em 2018	R\$ 1,03	R\$ 1,28	R\$ 1,59	R\$ 3,29

Fonte: MME (2018).

A Figura 8-6 e a Figura 8-7 mostram, respectivamente, a viabilidade econômica do empreendimento quando considerados os valores praticados para o consumidor industrial e para o consumidor de GNV, sendo este último o mais vantajoso para a venda de biometano. As

figuras indicam que a TIR dos investimentos é de 12 e de 18%, respectivamente, sendo ainda pouco atrativos. Os gráficos também mostram o incremento da atratividade do investimento para seis valores do preço da tCO₂eq evitada (R\$ 0, R\$ 20, R\$ 40, R\$ 60, R\$ 80 e R\$ 100). Estes resultados consideram os custos de transporte rodoviário a 20 km.

Figura 8-6. Viabilidade econômica do Cenário 5 - Substituição de combustíveis na matriz local, considerando o preço praticado para o consumidor industrial, o transporte rodoviário a 20 km, bem como diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

Figura 8-7. Viabilidade econômica do Cenário 5 - Substituição de combustíveis na matriz local, considerando o preço praticado para o GNV, o transporte rodoviário a 20 km, bem como diferentes valores da tCO₂eq evitada. Fonte: Autor.

8.8 Comparação dos resultados da avaliação econômica dos cenários

Na Tabela 8-17 e na Figura 8-8, abaixo, são resumidos os resultados da avaliação econômica. Observa-se que os cenários mais viáveis economicamente, nas condições de 2018, são os de substituição de combustível veicular. Nesse sentido, o cenário com maior destaque é o uso do biometano na frota da usina de transporte de cana, uso este que consegue o maior retorno econômico tendo por base o preço do diesel. A superior atratividade econômica do investimento na produção de biometano para a substituição do diesel na usina está atrelada a dois fatores: 1) O maior preço do diesel entre os combustíveis passíveis de substituição e 2) a desnecessidade de investimento e de operação no transporte do biometano.

O uso veicular na frota da usina é o único cenário que não precisa de precificação da tCO_{2eq} para conseguir indicadores de investimento favoráveis, conseguindo uma TIR de 42%, um *payback* inferior a 3 anos e um VPL de R\$ 5 milhões com uma taxa de desconto de 30%.

Tabela 8-17. Comparação dos indicadores econômicos nos diferentes cenários.

	CENÁRIO 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça.	CENÁRIO 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto.	CENÁRIO 3: Uso veicular na frota da usina.	CENÁRIO 4: Injeção na rede de gás natural com transporte rodoviário a 20 km.	CENÁRIO 5: Venda de GNV com transporte rodoviário a 20 km.
CAPEX	R\$ 36.800.000	R\$ 38.300.000	R\$ 13.254.000	R\$ 38.565.000	R\$ 38.565.000
OPEX	R\$ 1.364.000	R\$ 2.432.000	R\$ 566.000	R\$ 2.402.000	R\$ 2.402.000
Taxa de desconto	7%	8%	30%	10%	16%
Preço da tCO_{2eq}	R\$ 100	R\$ 40	R\$ 0	R\$ 40	R\$ 40
TIR	8%	10%	42%	12%	22%
VPL	~ R\$ 2.500.000	~ R\$ 5.000.000	~ R\$ 5.000.000-	~ R\$ 5.000.000	~ R\$ 15.000.000

Fonte: Cálculos do autor.

O cenário da venda de biometano como GNV fora da usina também possui certa atratividade, se considerados os preços dos combustíveis praticados em 2018. Além do preço do combustível, essa atratividade se deve em parte à vantagem de a usina não ter que arcar com os custos de conversão das frotas para GNV, ao contrário do que sucede no cenário de conversão da frota de transporte de cana-de-açúcar. Essa vantagem existe porque ainda hoje os veículos

dedicados ao GNV e os *dual-fuel* possuem custos superiores aos diesel tradicionais, de modo que a conversão da frota implicaria um investimento significativo. Apesar dessa vantagem, o investidor dependeria de terceiros para a venda de GNV, pois seriam necessárias a criação da infraestrutura de distribuição do biometano em forma de gás veicular, a instauração de políticas públicas para a conversão das frotas municipais e/ou a adesão ao GNV dos proprietários de veículos nas frotas particulares.

Para os cenários de geração de eletricidade e substituição do gás natural serem atrativos, seria indispensável o aumento dos preços da eletricidade e do gás natural e/ou a valorização da tCO₂eq evitada.

Como mostra a Figura 8-8, o investimento inicial não tem variação significativa entre os Cenários 1, 2, 4 e 5, estando em torno dos R\$ 40 milhões para a Usina Média (capacidade de moenda de 3 milhões de toneladas/ano; produção de 600 m³ etanol/dia e 7.200 m³ vinhaça/dia).

Figura 8-8. Representação gráfica CAPEX, OPEX e TIR, nos diferentes cenários. Fonte: Autor.

As razões para os investimentos iniciais serem parecidos nos Cenários 1, 2, 4 e 5 são, por um lado, que a maior parte do investimento corresponde ao sistema de biodigestão e, por outro, que foi considerado que esse sistema teria a mesma capacidade em todos esses cenários.

No caso do Cenário 3, de substituição do diesel na frota da usina, essas razões também explicam o porquê de seu investimento inicial ser consideravelmente inferior ao dos outros cenários, pois as instalações de biodigestão requeridas no Cenário 3 seriam da ordem de $\frac{1}{4}$ da capacidade potencial, por terem sido dimensionadas para atender somente a demanda de combustível do transporte de cana-de-açúcar e não para tratar toda a vinhaça disponível. A expansão da substituição do diesel no restante dos equipamentos da usina (tratores e colhedoras), poderia ser interessante dependendo da diferença de preço entre os equipamentos a gás e os tradicionais. Deve ser considerado que essa expansão poderia chegar até ~67% do aproveitamento do potencial de geração de biometano, ficando limitada pelo consumo da frota essa possibilidade de investimento.

Com relação aos custos de operação e manutenção, os mais elevados seriam os de produção de eletricidade com ciclo Otto. Por ordem decrescente de custo, em segundo lugar viriam os cenários de injeção na rede de gás natural e da venda de GNV, que possuem custos de operação e manutenção similares.

Com essas considerações, entende-se que o cenário ideal do ponto de vista econômico, seria um cenário combinação dos Cenários propostos 3 e 5, combinação na qual se realizaria a substituição paulatina do diesel por biometano na frota das usinas (~25% do potencial de produção de biometano das unidades considerando unicamente o transporte de cana-de-açúcar), para posteriormente passar a vender o excedente como GNV nos centros urbanos dos municípios da região.

9 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi avaliar as possibilidades de integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, região do Estado de São Paulo, buscando averiguar quais são os usos finais do biogás com viabilidade técnica e melhor desempenho ambiental e econômico.

Por meio de uma análise multicritério, utilizando indicadores ambientais e econômicos, foi deduzido o melhor uso final do biogás produzido, considerando-se uma usina de características médias no Estado de São Paulo. Essa análise foi, ainda, pormenorizada para as usinas localizadas na região de Ribeirão Preto. Em ambos os casos, foram comparadas cinco rotas tecnológicas de produção e de uso do biogás a partir da vinhaça:

1. Combustão conjunta do biogás com bagaço para cogeração de eletricidade e de energia térmica destinada à concentração da vinhaça;
2. Produção de energia elétrica com motor ciclo Otto;
3. Uso veicular na frota da usina;
4. Injeção de biometano na rede de gás natural;
5. Substituição de combustíveis na matriz energética local.

A opção que se mostrou mais favorável foi a substituição do diesel por biometano na frota das usinas, substituição esta que consumiria ~25% do potencial disponível de produção de biometano a partir da vinhaça, considerando somente o consumo de combustível no transporte de cana-de-açúcar, podendo-se chegar até ~67% considerando o consumo de diesel em toda a frota da usina. O potencial excedente poderia ser desenvolvido para a venda de biometano como GNV nos centros urbanos dos municípios da região. Essa conclusão foi embasada nos seguintes resultados:

- **Do ponto de vista técnico**, os dados sobre a matriz energética de Ribeirão Preto indicam que o combustível mais consumido na região é o diesel e que, portanto, esse seria o combustível com maior potencial de substituição. Por já haver uma demanda regional, a substituição do diesel evitaria a necessidade de transporte do biometano para outras localidades e do diesel até Ribeirão Preto.

A opção de substituir o diesel evitaria as dificuldades da injeção do biometano na rede de gás natural, tais como a distância excessiva das usinas aos gasodutos e a limitação dessa injeção na rede de distribuição pela necessidade de manter o equilíbrio com a demanda de gás. No caso da região de Ribeirão Preto, o gasoduto de transporte (GASBOL) se encontra a uma distância de 60 a 100 km das usinas, o que impossibilita o uso de duto e implica a necessidade do transporte rodoviário do biometano comprimido. Nessa região, o potencial de injeção de biometano na rede de distribuição fica limitado pela demanda, pois no caso de Ribeirão Preto o potencial de produção de biometano é consideravelmente superior à demanda atual de gás natural.

Considerando o cenário de venda de energia elétrica, verifica-se que apenas cinco das onze unidades existentes na região estão registradas como produtoras de eletricidade na ANEEL, o que indica a falta de infraestrutura para realizar a exportação ao SIN.

Quanto ao uso do biometano no transporte de cana-de-açúcar, observa-se que há uma barreira tecnológica para sua implantação, já que no Brasil não são produzidos caminhões de alta potência (“Super Rodotrem” de 91 t com motor de 620 CV), demandados no setor, que funcionem com gás.

- **No que diz respeito à atratividade econômica**, considerando-se os preços dos combustíveis de 2018, as opções foram ordenadas, da maior à menor atratividade, da seguinte forma: 1ª substituição do diesel na usina; 2ª venda de biometano como GNV; 3ª injeção na rede de gás natural; e 4ª transformação da energia do biogás em eletricidade. Ainda assim, as duas últimas possibilidades precisariam do aumento dos preços da eletricidade e do gás natural e/ou da valorização da tCO₂eq evitada para atingirem indicadores de investimento favoráveis. Os preços do gás natural praticados às distribuidoras não fazem a injeção na rede ser um investimento interessante nas condições de 2018.

Dessa forma, a maior atratividade econômica da substituição do diesel por biometano na frota da usina está atrelada aos seguintes fatores:

1. O maior preço do diesel entre os combustíveis passíveis de substituição;
2. A desnecessidade de investimento e de operação no transporte do biometano.

Como a maior atratividade econômica da substituição do diesel na usina independe do local onde a usina se encontra, a viabilidade econômica do empreendimento não se restringe apenas à região estudada neste trabalho.

O cenário da venda de biometano como GNV fora da usina também possui certa atratividade se considerados os preços dos combustíveis praticados em 2018. Além do preço do combustível, essa atratividade se deve, a princípio, à vantagem de a usina não ter que arcar com os custos de conversão das frotas para GNV, ao contrário do que sucede no cenário de conversão da frota de transporte de cana-de-açúcar. Essa vantagem é determinante, pois ainda hoje os veículos dedicados ao GNV e os *dual-fuel* possuem custos superiores aos diesel tradicionais e, assim, a conversão da frota implicaria um investimento significativo. Apesar dessa vantagem, o investidor dependeria de terceiros para a venda de GNV, pois seriam necessárias a criação da infraestrutura de distribuição do biometano em forma de gás veicular, a instauração de políticas públicas para a conversão das frotas municipais e/ou a adesão ao GNV dos proprietários de veículos nas frotas particulares.

Outro fator determinante para a viabilidade da venda do biometano é a distância entre o ponto de produção e o de entrega. No caso de Ribeirão Preto os principais centros de consumo se encontram dentro do raio econômico das usinas. Estimou-se que, para distâncias inferiores a 20 km, a implantação de um gasoduto para o transporte do biometano é a opção mais vantajosa. Em distâncias superiores, o transporte rodoviário se mostra mais viável. Assim, no caso da injeção no GASBOL, o transporte rodoviário seria o mais adequado, pois a distância das usinas de Ribeirão Preto ao gasoduto é superior a 60 km. Deve-se considerar que o transporte rodoviário é realizado com gás comprimido a 250 bar, pressão superior aos 100 bar do gasoduto de transporte, o que significa que seria reduzida a necessidade da compressão no ponto de entrega, mas não eliminada.

- Considerando os aspectos ambientais, o uso de biogás da vinhaça como fonte de energia é vantajoso se comparado ao consumo de combustíveis fósseis aos quais pode substituir.

Com relação a isso, destaca-se a significativa emissão de GEE evitada pela biodigestão da vinhaça, principalmente devido à eliminação das emissões de metano nas lagoas e canais. Essa redução das emissões conseguida com a biodigestão da vinhaça é mais significativa que a diminuição devido aos usos do biogás contemplados nos cenários do presente trabalho. Ao serem contabilizadas as emissões evitadas pela biodigestão da vinhaça, o balanço de emissões de GEE do biogás/biometano fica negativo, ou seja, as emissões produzidas durante a sua fabricação são inferiores às evitadas. Sendo assim, com relação ao cenário de referência atual de fertirrigação com vinhaça *in natura*, a produção de biogás/biometano contribui para a melhora do balanço de emissões de GEE do etanol de cana-de-açúcar.

Uma vez destacada a importância da biodigestão para a redução de emissões de GEE, indica-se que o uso final do biogás com maior potencial de mitigação desses gases, dentre as opções estudadas, é a substituição do diesel, seguido da injeção na rede de gás natural e, por último, a geração de eletricidade.

No que tange às emissões de poluentes com impactos locais (NO_x , SO_x e MP), a substituição do diesel também se mostra a opção com maior potencial de redução de emissões. As vantagens da redução na emissão de poluentes locais são maximizadas quando a substituição do diesel tem lugar em centros urbanos e, em especial, em cidades com qualidade do ar degradada, como é o caso de Ribeirão Preto, que se encontra saturado de MP e O_3 . Já com relação à injeção de biometano na rede de gás natural, nesse caso se perderia a oportunidade da redução de emissão de poluentes locais alcançada no caso do diesel, pois se estaria substituindo um combustível “limpo” por outro com emissões similares durante a combustão.

A partir dessas considerações pode-se concluir que, na região de Ribeirão Preto, a união entre a necessidade da diminuição de emissão de poluentes com a disponibilidade potencial de biometano, combustível renovável e mais limpo que o diesel, torna oportuna a criação de políticas públicas para implantação do GNV nas frotas cativas municipais de Ribeirão Preto. Afinal existe uma possibilidade de melhora ambiental com impactos diretos na saúde da população, além da oportunidade de desenvolver um mercado de biometano, o que geraria renda e emprego local.

Finalmente, este trabalho não pretende esgotar a investigação sobre as possibilidades do uso do biogás de vinhaça, haja vista o amplo leque de linhas pesquisa que poderiam ser exploradas e aprofundadas neste assunto. Uma delas é a produção de hidrogênio a partir da vinhaça mediante sua biodigestão em sistemas de duas fases, o que vem atraindo o foco de recentes pesquisas, ainda em estágio incipiente de experimentação, mas já com resultados promissores e que ampliam as possibilidades de aplicação. Outra linha possível a ser investigada é a possibilidade de codigestão da vinhaça com outros substratos, tecnologia que parece ser uma tendência e que pode ser uma solução para evitar a falta de substrato durante a entressafra. Da mesma forma, são necessários estudos de Avaliação de Ciclo de Vida “especializados” (*Spatial Life Cycle Assessment*) que avaliem os cenários considerados neste trabalho e que aportem maior número de indicadores ambientais, consolidando o conhecimento sobre os sistemas de produção e consumo de biogás de vinhaça.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA ESTADO. **Usina Cocal e GasBrasiliano investirão R\$ 160 milhões em projeto de biometano.** Disponível em: <https://www.novacana.com/n/industria/investimento/usina-cocal-gasbrasiliano-investirao-r-160-milhoes-projeto-biometano-260419/amp?__twitter_impression=true#>. Acesso em: 27/04/2019.
- ALVES, I. **Caracterização de grânulos de reator UASB empregado no processamento de vinhaça.** Universidade de São Paulo, 2015.
- ANA. **Levantamento da Cana-de-Açúcar Irrigada na Região Centro-Sul do Brasil.** Agência Nacional de Águas. Brasília: ANA, 2017.
- ANA. **Manual de conservação e reuso de água na agroindústria sucroenergética.** Ministério do Meio Ambiente. Brasília, 2009.
- ANEEL. **ANEEL promove primeiro leilão A-5 de 2016.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-promove-primeiro-leilao-a-5-de-2016/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 06/02/2019.
- ANEEL. **Banco de informações de geração (BIG).** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 10/12/2019.
- ANP. **Resolução Nº 50 DE 23/12/2013.** Publicado no DO em 24 dez 2013 Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário, contidas no Regulamento Técnico ANP nº 4/2013, 2013.
- ANP. **SIMP Web – ETANOL. Consulta Produtores de Etanol Autorizados.** Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/etanol/consulta-produtores/consulta.xhtml>>. Acesso em: 08/07/2017.
- BARBELI, M.C. **Análise do Uso e das Possibilidades do Gás Metano Fóssil e de Biodigestão nas Frotas de Veículos em São Paulo e Outras Regiões, nos Anos 90.** Dissertação Mestrado, Universidade de Campinas, Campinas, 1998.
- BARRERA, E.L. *The sulfur chain in biogas production from sulfate-rich liquid substrates: a review on dynamic modeling with vinasse as model substrate. Journal of Chemical Technology and Biotechnology* 88(8): 1405–20; 2013.
- BEN, **Balanco Energético Nacional 2005**, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME, 2006.

- BEN. **Balanco Energético Nacional 2012**, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME, 2013.
- BENDEZÚ, M.A.L. **Avaliação Técnico-Econômico Das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural**, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.
- BERNAL, A. P.; DOS SANTOS, I. F. S.; MONI SILVA, A. P.; BARROS, R. M. & RIBEIRO, E. M. *Vinasse biogas for energy generation in Brazil: An assessment of economic feasibility, energy potential and avoided CO₂ emissions. J. Clean. Prod. 151, 260–271, 2017.*
- BNDES. **Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável**. Rio de Janeiro, 2008.
- BODDEY, R.M. *Greenhouse Gas Emission in the Production Cycle of Bioethanol from sugarcane*. Embrapa Agrobiologia, Seropedica, RJ, 2009.
- BRASMETANO. **Oportunidades do biogás da vinhaça**. In: 3º SEMINÁRIO BIOENERGIA: DESAFIOS E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS. Utilização de Resíduos Urbanos e Rurais como Fonte de Energia. São Paulo, 24 novembro de 2011.
- BRIGHTMAN, T.; PARKER, T.; MATTHEWS, C. *Biomethane for transport - hgv cost modelling*. 2011.
- CABRERA, A. *Evaluation of H₂S emissions and sulfur balance during anaerobic digestion of vinasse*. 2014.
- CAMPOS, M.P. **Produção de Biogás por Digestão Anaeróbia do Vinhoto**. 1ª Parte. Brasil Açucareiro, vol. 98, nº1, p.47-53, julho de 1981.
- CAPANA, G.H. **Estudo de impacto do enxofre presente no diesel na emissão de poluentes e em tecnologia de pós-tratamento de gases de escape**. Dissertação de Mestrado Profissional em Engenharia Automotiva, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- CARMO, J. B. DO; FILOSO, S., ZOTELLI, L. C.; DE SOUSA NETO, E. R.; PITOMBO, L. M.; DUARTE-NETO, P. J.; MARTINELLI, L. A. *Infield greenhouse gas emissions from sugarcane soils in Brazil: effects from synthetic and organic fertilizer application and crop trash accumulation. GCB Bioenergy, 5(3), 267–280, 2013.*
- CARVALHO D. J. **Estudo da Viabilidade Técnica de Sistemas de Cogeração Operando Exclusivamente com Palha de cana**. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - Unicamp, Campinas, 2011.
- CARVALHO, T. C; DE SILVA, C. L. **Redução do volume de vinhaça através da evaporação**. In: IV Seminário da Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (Vol. D). Bauru, 2008.

- CASACA, C.; COSTA M. *Co-Combustion of Biomass in a Natural Gas-Fired Furnace. Combustion Science and Technology* 175(11): 1953–77, 2003.
- CEC. *Dairy Power Production Program. Dairy Methane Digester System Program Evaluation Report. February, 2009.*
- CEGAS. **Relatório anual 2017.** Disponível em: <http://www.cegasa.com.br/wp-content/uploads/2019/02/relatorio_anual_final.pdf>. Acesso em: 05/05/2019.
- CETESB. **Emissões do setor de resíduos sólidos e efluentes líquidos, 1990 a 2008: relatório de referência;** coordenação João Wagner Silva Alves, Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer; equipe Calvin Stefan Iost.[*et al.*]. São Paulo, 2013.
- CETESB. **Norma P4.231/2005 Vinhaça – Critérios e Procedimentos.** São Paulo, 2005.
- CETESB. **Plano de redução de emissões de fontes estacionárias guia de melhor tecnologia prática disponível fontes de combustão.** 2014. Disponível em <<https://cetesb.sp.gov.br/ar/wp-content/uploads/sites/28/2015/12/Guia-MTPD-Fontes-de-Combust%C3%A3o.pdf>>. Acessado em: 15/02/2019.
- CETESB. **Utilização de restilo como fertilizante em solos cultivados com cana-de-açúcar: relatório final.** Imprensa São Paulo, 262p, 1982.
- COELHO, S. T.; MARTINS, O. S.; ABREU, F. C. D. **A conversão da fonte renovável biogás em energia.** Políticas públicas para a Energia: In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. Desafios para o próximo quadriênio. Brasília/DF. 31 de maio a 02 de junho de 2006.
- COELHO, S.T *et. al.* **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano: Part. I Biogás; Part. II Biometano.** São Paulo: IEE-USP, 2018.
- CONAB. **A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil.** Análise do Desempenho da Safra 2009-2010, 2011.
- CONAB. **Perfil do Setor do Açúcar e do Alcool no Brasil, safra 2009/2010.** Diretoria de Política Agrícola e Informações. Superintendência de Informações do Agronegócio, 2012.
- CORTEZ, L. MAGALHAES P.; HAPPI, J. **Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização.** Sociedade Brasileira de Planejamento Energético Revista Brasileira de Energia 2(2): 1–17. 1992.
- COSTA, D. M. B. DA. **Avaliação das Emissões Fugitivas de Metano em Sistemas de Transporte de Gás Natural. O Caso do Gasoduto Bolívia-Brasil.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

- COSTA, G. F. **Caracterização do Setor Sucroalcooleiro na Mesorregião de Ribeirão Preto.** Universidade de São Paulo, Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Departamento de Economia, Administração e Sociologia – LES, Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial – ESALQ-LOG, Piracicaba, 2011.
- COSTA, L. F. D. S. **Resíduos do setor sucroenergético de Goiás e seu potencial metanogênico e como biofertilizante.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goiás, 2015.
- CRUZ, L.F.L.S. **Viabilidade técnica/econômica/ambiental das atuais formas de aproveitamento da vinhaça para o Setor Sucroenergético do Estado de São Paulo.** 2011. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2011.
- DA SILVA, G.A. **Avaliação das tecnologias de disposição de vinhaça de cana-de-açúcar quanto ao aspecto de desenvolvimento ambiental e econômico.** Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2012.
- DA SILVA, V. L. & LORENCINI, V. **Estudo econômico das diferentes formas de transporte de vinhaça em fertirrigação na cana-de-açúcar.** Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, 2009.
- ELIA NETO, A. & NAKAHODO, T. **Caracterização físico-química da vinhaça- projeto nº 9500278.** Relatório Técnico da Seção de Tecnologia de Tratamento de Águas do Centro de Tecnologia Copersucar, 26p, Piracicaba, 1995.
- ELIA NETO, A. & ZOTELLI, L. C. **Caracterização das águas residuárias para reúso agrícola.** Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), 31p, Piracicaba, 2008.
- ELIA NETO, A. **Aspectos da Utilização dos Recursos Hídricos na Irrigação Canavieira.** 1–9, 2015.
- EMEP/EEA, 2009. *Air Pollutant Emission Inventory Guidebook (Update May 2012).* 2009. disponível em: <<http://eea.europa.eu/emep-eea-guidebook>>. Acesso em: 30/02/2019.
- EPE. **Matriz de geração elétrica brasileira em 2017.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 01/04/2019.
- FALCÃO, M. **Energia a partir da vinhaça.** Diário de Pernambuco. Disponível em: <<http://pedesenvolvimento.com/2012/04/05/energia-a-partir-da-vinhaca/>>. Acesso em: 26/04/2019.
- FLESCHE, T. K., DESJARDINS, R. L. & WORTH, D. *Fugitive methane emissions from an agricultural biodigester.* *Biomass & bioenergy*, doi:10.1016/j.biombioe.2011.06.009, 2011.

- FRICK, F. M. **Efeito da adição fracionada de torta de filtro na digestão anaeróbia da vinhaça**. Universidade Federal do Paraná, 2018.
- FUESS, L.T. & ZAIAT, M. *Economics of anaerobic digestion for processing sugarcane vinasse: Applying sensitivity analysis to increase process profitability in diversified biogas applications*. *Process Saf. Environ. Prot.* 115, 27–37, 2018.
- FUESS, L.T.; DE ARAÚJO JÚNIOR, M.M.; GARCIA, M. L; ZAIAT, M. *Designing full-scale biodigestion plants for the treatment of vinasse in sugarcane biorefineries: How phase separation and alkalization impact biogas and electricity production costs?* *Chem. Eng. Res. Des.* 119, 209–220, 2017.
- GALANTE, C. “**METHANE FROM BIOGAS The Process, Cleaning and Projects TPG 4140 Natural Gas Semester Project.**” November, 2012.
- GÁS BRASILIANO. **O Gás Natural**. Disponível em: <http://www.gasbrasiliano.com.br/a-empresa/o-gas-natural/>. Acesso em: 18/12/2018.
- GEA Wiegand GmbH. *Evaporation for Stillage Concentration*. Ettlingen, 2007.
- GEO-ENERGÉTICA, <http://www.geoenergetica.com.br/perfil.php>. Acesso em: 21/03/2019.
- GLOEDEN, E., CUNHA, R.C.A., FRACCAROLI, M.J.B., CLEARY, R.W. *The Behaviour of Vinasse Constituents in the Unsaturated and Saturated Zones in the Botucatu Aquifer Recharge Area*. *Water Science Technology*. vol.24, nº11, p.147-157, 1991.
- GLÓRIA, N.A.; ORLANDO FILHO, J. **Aplicação de vinhaça: Um resumo e discussões sobre o que foi pesquisado**. *Revista Álcool Açúcar*, v.16, p.32-39, 1984.
- GNC Galileio S.A, *Advantages of FEMTOBOX*, 2014.
- GOLDEMBERG, J.; LUCON O. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. 3rd ed. Edusp. São Paulo, 2008.
- HAGEN M. *et al. Adding Gas from Biomass to the Gas Grid*. Swedish Gas Centre, Report SGC 118, 2001.
- HASSUDA, S. **Impactos da infiltração da vinhaça de cana no aquífero de Bauru**. Dissertação de Mestrado em Recursos Minerais e Hidrogeologia, Instituto de Geociências. Universidade de São Paulo, São Paulo, 92p, 1989.
- HENRIQUE. A. **Tecnologia Agrícola - Qual é o melhor trator para o CTT**, *Revista RPA News, Cana & indústria*, 2015. Disponível em: <<https://www.revistarpanews.com.br/ultima-edicao/144-edicao2015/edicao-195/4963-tecnologia-melhor-trator>>. Acesso em: 05/06/2018.

- HIRATA, R.C.A., BASTOS, C.R.A., ROCHA, G.A., GOMES, D.C. AND IRITANI, M. A. ***Groundwater pollution risk and vulnerability map of the state of São Paulo, Brazil.*** *Water Science and Technology*, v.24, n.11, p.159-169, 1991.
- HOLMGREN, M.A. ***Measurements of Methane Emissions from Biogas Production***, 2015.
- IBGE, Panorama de Ribeirão Preto/SP. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/ribeirao-preto/panorama>>. Acesso em: 20/02/2019.
- ICF. ***Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Natural Gas. THE CANADIAN NATURAL GAS INITIATIVE (CNGI)***, 2012.
- IEA – US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, ***How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?*** Disponível em: <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>>. Acesso em: 20/12/2018.
- IPCC, ***Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan, 2006.***
- IPEA. ***Emissões relativas de poluentes do transporte motorizado de passageiros nos grandes centros urbanos brasileiros.*** IPEA. DOI:10.1128/JB.184.2.509, 2011.
- JANKE, L. *et al.* ***Biogas Production from Sugarcane Waste: Assessment on Kinetic Challenges for Process Designing.*** *Int. J. Mol. Sci.* 16, 20685–20703, 2015.
- JANKE, L. *et al.* ***Biomethane production integrated to the brazilian sugarcane industry: the case study of São Paulo state.*** 22nd Eur. Biomass Conf. Exhib. 23–26. doi:10.5071/22ndEUBCE2014-3DV.2.4, 2014.
- JONERHOLM, K., ***Methane Losses in the Biogas System***, Stockholm, 2012.
- JOPPERT, C. L.; DOS SANTOS, M. M.; COSTA, H. K. M.; DOS SANTOS, E. M. & SIMÕES MOREIRA, J. R. ***Energetic shift of sugarcane bagasse using biogas produced from sugarcane vinasse in Brazilian ethanol plants.*** *Biomass and Bioenergy* 107, 63–73, 2017.
- JORNALCANA. ***Vinhaça gera economia e melhora rendimento.*** Ribeirão Preto/SP, Junho de 2007.
- LIU, E.; CHANGJUN L.; YI Y. ***Optimal Energy Consumption Analysis of Natural Gas Pipeline.*** Hindawi Publishing Corporation The Scientific World Journal, 2014.
- LIU, J. ***Effects of pilot fuel quantity on the emissions characteristics of a cng / diesel dual-fuel engine with optimized pilot injection timing,*** *Applied Energy* 110(x): 201–6. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.024>., 2013.

- LONGATI, A.A.; CAVATETT. O.; CRUZ A.J.G. *Life Cycle Assessment of vinasse biogas production in sugarcane biorefineries. Computer Aided Chemical Engineering, Elsevier, Volume 40, 2017-2022, 2017.*
- LORA, B.A. **Potencial de geração de créditos de carbono e perspectivas de modernização do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo através do mecanismo de desenvolvimento limpo.** Dissertação de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- LYRA, M.R.C.C.; ROLIM, M.M.; & SILVA, J.A.A. **Topossequência de solos fertigados com vinhaça: contribuição para a qualidade das águas do lençol freático.** Rev. bras. eng. agríc. ambient, vol.7, no.3, Campina Grande, Sept./Dec. 2003.
- MACEDO, I.C. *et al.* **Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e uso do etanol no Brasil.** Governo do Estado de São Paulo, Secretaria do Meio Ambiente. São Paulo. Abril, 2004.
- MACEDO, I.C.; SEABRA, J.E.A.; & SILVA, J.E.A.R. *Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020.* Biomass and Bioenergy, 32(7), 582–595, 2008.
- MAPA. **Produção Agroenergia - Setor Sucroalcooleiro.** Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/produção>>. Acesso em: 21/03/2019.
- MATIOLI, C.S.; MENEZES, J.A. **Otimização dos sistemas de aplicação de resíduos líquidos na lavoura.** In: REUNIÃO TÉCNICA AGRONÔMICA, Piracicaba, 1984. Anais. Piracicaba: Copersucar, 1984. p.67-70.
- MITIANIEC, W. *Perspective of applying of natural gas in internal combustion engines in respect to environmental protection.* Cracow University of Technology, 2014.
- MMA. **Acordo de Paris.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>>. Acesso em: 15/03/2019.
- MME. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural.** EDIÇÃO N° 140, 2018.
- MME. **Plano Nacional de Energia 2030.** 2007.
- MORAES, B. S. *et al.* **Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense?** Appl. Energy 113, 825–835, 2014.
- MORAES, B. S.; PETERSEN, S. O.; ZAIAT, M.; SOMMER, S. G. & MI, J. **Reduction in greenhouse gas emissions from vinasse through anaerobic digestion.** Appl. Energy 189, 21–30, 2017.

- MORAES, B. S.; ZAIAT, M. & BONOMI, A. *Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil_ Challenges and perspectives. Renew. Sustain. Energy Rev.* 44, 888–903, 2015.
- NOGUEIRA, C.E.C.; SOUZA, S.N.M.; MICUANSKI, V.C.; AZEVEDO, R. L. *Exploring possibilities of energy insertion from vinassebiogas in the energy matrix of Paraná State. Renew. Sustain. Energy Rev.* 48, 300–305, 2015.
- OC. **Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) – Monitor Elétrico.** Disponível em: <<http://monitoreletrico.seeg.eco.br/pages/database>>. Acesso em: 20/01/2019
- OLIVEIRA, B.G., **Vinhaça da cana-de-açúcar: fluxos de gases de efeito estufa e comunidades de *archaea* presente no sedimento do canal de distribuição.** Dissertação de Mestrado, ESALQ, Piracicaba, 2010.
- OLIVEIRA, B.G.; CARVALHO, J.L.N.; CERRI, C.E.P., CERRI, C.C.; FEIGL, B.J. *Soil greenhouse gas fluxes from vinasse application in Brazilian sugarcane areas. Geoderma*, 200-201, 77–84, 2013.
- ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *UNFCCC/CCNUCC. ACM0014 “Treatment of wastewater” Version 05.0.0, 2012.*
- ORLANDO FILHO, J.; SILVA, G.M.A.; LEME, E.J.A. **Utilização agrícola dos resíduos da agroindústria canavieira.** In: PROGRAMA NACIONAL DE MELHORAMENTO DA CANA-DE-AÇÚCAR. Vinhaça de cana-de-açúcar Nutrição e adubação da cana-de-açúcar no Brasil. Piracicaba, 1983. cap.10, p. 229-264. (Coleção Planalsucar, 2).
- PAQUES. **Tratamento de Efluentes Industriais BIOPAQ®IC.** Disponível em: <<https://br.paques.nl/produtos/featured/biopaq-br/produtos/featured/biopaq-tratamentodeefluentes/biopaqic-tratamento-de-efluentes>>. Acesso em: 02/03/2019.
- PAREDES, D.S. **Emissão de óxido nitroso e metano proveniente da vinhaça em lagoas e canais de distribuição e após fertirrigação.** 2011. 90f. Dissertação de Mestrado em Agronomia, Ciência do Solo) - Instituto de Agronomia, Departamento de Solos, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2011.
- PERECIN, D. **Comparação entre as estratégias de aproveitamento energético do biogás: geração de energia elétrica versus produção de biometano,** Universidade de São Paulo, 2017.
- PINTO, C.P. **Tecnologia da Digestão Anaeróbia da Vinhaça e Desenvolvimento Sustentável.** Dissertação de Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP: [s.n.], 1999.

- POMPERMAYER R.S.; PAULA JR D.R. **Estimativa do potencial brasileiro de produção de biogás através da biodigestão da vinhaça e comparação com outros energéticos.** In: 3º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, Anais, Setembro, 2000.
- POVEDA, M.M.R. **Análise econômica e ambiental do processamento da vinhaça com aproveitamento energético.** Dissertação de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, São Paulo, 2014.
- PROCKNOR, C. **Energia elétrica a partir vinhaça.** UNICA, 2009. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/convidados/25641156920337715081/energia-eletrica-a-partir-da-vinhaca/>>. Acesso em: 10/12/2018.
- RIBAS, M.M.F. **Tratamento de vinhaça em reator anaeróbio operado em batelada seqüencial contendo biomassa imobilizada sob condições termofílicas e mesofílicas.** Universidade de São Paulo, 2006.
- RIBEIRO, D. **Mudanças climáticas e segurança energética no brasil.** Coppe/UFRJ, 2008.
- ROCHA, M. H. **Uso da Análise do Ciclo de Vida para Comparação do Desempenho Ambiental de Quatro Alternativas para Tratamento da Vinhaça,** Itajubá, 234p. Dissertação de Mestrado em Conversão de Energia, Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, 2009.
- ROCHA, V.C. **Processamento anaeróbio de vinhaça pré-tratada com biopolímero à base de cálcio.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação e Área de Concentração em Engenharia Hidráulica e Saneamento, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- ROSSETTO R.; SANTIAGO A. D. **Adubação - resíduos alternativos.** EMBRAPA. Disponível em: <http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/cana-de-acucar/arvore/CONTAG01_39_711200516717.html>. Acesso em: 04/05/2018.
- SALOMON, K. R. **Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Utilização do Biogás Proveniente da Biodigestão da Vinhaça em Tecnologias para Geração de Eletricidade.** Tese de Doutorado em Conversão de Energia, Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 219 p, 2007.
- SANTA CRUZ, L. F. L. **Análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental das atuais formas de aproveitamento da vinhaça: fertirrigação, concentração e biodigestão.** Revista Brasileira de Ciências Ambientais, 29, 111–127, 2013.
- SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Energia. PPE 2020- Plano Paulista de Energia. São Paulo, 2012.
- SEABRA, J.E.A. **Análise de opções tecnológicas para uso integral da biomassa no setor de cana-de-açúcar e suas implicações.** Tese de Doutorado em Planejamento de Sistemas

Energéticos, Programa de Pós-graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

SILVA, M. A. S.; GRIEBELER, N. P.; BORGES, L. C. **Uso de vinhaça e impactos nas propriedades do solo e lençol freático.** Rev. bras. eng. agríc. ambient., vol.11, no.1, Campina Grande, Jan./Feb., 2007.

SOUSA G.B.; MARTINS V.F.; MATIAS S.S.R. **Perdas de solo, matéria orgânica e nutrientes por erosão hídrica em uma vertente coberta com diferentes quantidades de palha de cana-de-açúcar em Guariba – SP,** Eng. Agríc. vol.32 nº.3 Jaboticabal May/June 2012.

SOUZA, M. E., FUZARO, G. & POLEGATO, A R. *Thermophillic anaerobic digestion of vinasse in pilot plant UASB reactor.* Water Sci. Technol. 25, 213–222, 1992.

SUN, Q. *et al.* 2015. *Selection of Appropriate Biogas Upgrading Technology-a Review of Biogas Cleaning, Upgrading and Utilisation.* Renewable and Sustainable Energy Reviews 51: 521–32, 2015.

TEIXEIRA, P. A. **Resultados da UTE Bonfim vão definir planos da Raízen para biogás.** Agência Canalenergia, Guariba/Sp. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53072916/resultados-da-ute-bonfim-va-definir-planos-da-raizen-para-biogas>>. Acesso em: 20/04/2019.

TROMBETA, N. C.; CAIXETA FILHO, J.V. **Potencial e Disponibilidade de Biomassa de Cana-de-açúcar na Região Centro-Sul do Brasil: indicadores agroindustriais.** Rev. Econ. Sociol. Rural [online]. 2017, vol.55, n.3, pp.479-496. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20032017000300479&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 15/11/2018.

UCHÔA, T.B. *et al.*, **Análise da utilização do Gás Natural para diferentes propósitos em duas usinas sucroalcooleiras paulistas.** In *11th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT*, 2006.

UNFCCC/CCNUCC, 2012, *Methodological Tool “Project and leakage emissions from anaerobic digesters” (Version 01.0.0)* CDM, Executive Board EB 66 Report Annex 32 Pág. 1. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-14-v1.pdf>>. Acesso em: 01/12/2017.

UNICA. **Histórico de produção e moagem.** Disponível em: <<http://www.unicadata.com.br/unicadata>>. Acesso em: 02/12/2018.

- URBAN, W.; GIROD, K.; LOHMANN, H. *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008*. 123 s. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Oberhausen, German, 2009.
- USEPA. *Biogas Purification Paques THIOPAQ NATCO*, Houston, 2004.
- USEPA. *Catalog of CHP Technologies, Section 2. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines*, 2015.
- UUSITALO, V. *et al. Carbon footprint of selected biomass to biogas production chains and GHG reduction potential in transportation use*. *Renew. Energy* 66, 90–98, 2014.
- VIANA, A.B. *Tratamento anaeróbio de vinhaça em reator uasb operado em temperatura na faixa termofílica (55°C) e submetido ao aumento progressivo de carga orgânica*, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2006.
- WANG, M.Q.; HUANG H.S. *A full fuel-cycle analysis of energy and emissions impacts of transportation fuels produced from natural gas*, 2000.
- WELCH, S. B. *The T.A.S.T.E. evaporator, continuing progress in evaporator technology*. In *ASME 1989 Citrus Engineering Conference*, 1989.
- WHO. *WHO air quality guidelines global update - Report on a Working Group meeting*. Bonn: WHO, 2005.

APÊNDICES

APÊNDICE A. INVENTÁRIO DE INSUMOS E SISTEMAS

Aqui são especificados os valores que foram inventariados e considerados neste estudo para os insumos dos sistemas, como são a eletricidade do SIN, o gás natural e o óleo diesel.

Para os inventários dos sistemas, são tomados como referência 1 m³ de vinhaça, 1 Nm³ biogás combustível, 1 Nm³ de biometano e as quantidades demandadas e produzidas por uma Usina Média das características assumidas no corpo do trabalho. Os resultados são mostrados por meio de tabelas, nas quais se identifica na primeira linha o sistema avaliado. A primeira coluna indica que parâmetro está sendo quantificado, e a segunda o subsistema ao qual corresponde. Observe-se que são identificadas e separadas as entradas e as saídas dos sistemas.

Inventários de insumos

Eletricidade do SIN			
Parâmetro	Quantidade	Unidade	Referência
Saídas			
Tecnosfera⁴⁷			
Energia Elétrica	1	kWh _e	
Meio Ambiente			
CO _{2eq}	0,09	kgCO _{2eq}	OC, 2019
NO _x	0,43	g	OC, 2019
SO _x	1,25	g	OC, 2019 e MME, 2007

Produção + transporte do Gás Natural - GASBOL			
Parâmetro	Quantidade	Unidade	Referência
Saídas			
Tecnosfera			
Gás Natural Transporado	1	Nm ³	-
Meio Ambiente			
CO _{2eq}	0,96	kgCO _{2eq}	COSTA, 2010
NO _x	0,67	g	USEPA, 1994
SO _x	0,0004	g	CAMARGO, 2007

⁴⁷ Tecnosfera: Relativo à toda estrutura ou sistema material artificial.

Combustão do Gás Natural - GASBOL			
Parâmetro	Quantidade	Unidade	Referência
Saídas			
Tecnosfera			
Gás Natural Transportado	1	Nm³	-
Meio Ambiente			
CO ₂ eq	2,05	kgCO ₂ eq	EIA, 2018
NO _x	2,85	g	EMEP/EEA, 2009
SO _x	0,0096	g	CETESB, 2014

Óleo Diesel - Motor			
Parâmetro	Quantidade	Unidade	Referência
Entradas			
Recursos Naturais			
Diesel	1	L	
Saídas			
Tecnosfera			
Energia térmica	36.031	kJ	ANP, 2015
Meio Ambiente			
CO ₂ eq	3,10	kgCO ₂ eq	IPEA, 2011
NO _x	5,61	g	CETESB, 2012
SO _x	0,84	g	Calculado para S500

Óleo combustível - Caldeira			
Parâmetro	Quantidade	Unidade	Referência
Entradas			
Recursos Naturais			
Óleo combustível	1	kg	
Saídas			
Tecnosfera			
Energia térmica	39.250	kJ	ANP, 2015
Meio Ambiente			
CO ₂ eq	3,38	kgCO ₂ eq	IPEA, 2011
NO _x	7,84	g	CETESB, 2014
SO _x	18,18	g	CETESB, 2014

NaOH				
Parâmetro	Processo/ Produto	Quantidade	Unidade	Referência
Entradas				
Recursos Naturais				
Água	NaOH	0,45	kg	GALDIANO, 2006
Tecnosfera				
Sal Marinho	NaOH	1,60	kg	GALDIANO, 2006
Eletricidade	SIN	2,76	kWh _e	GALDIANO, 2006
Energia térmica	Óleo combustível	6,37	MJ	GALDIANO, 2006
Saídas				
Meio Ambiente				
CO ₂ eq	Eletricidade	0,26	kgCO ₂ eq	Calculado
CO ₂ eq	Óleo combustível	0,55	kgCO ₂ eq	Calculado
CO ₂ eq	NaOH	0,81	kgCO ₂ eq	Calculado
NO _x	Eletricidade	1,19	g	Calculado
NO _x	Óleo combustível	1,27	g	Calculado
NO _x	NaOH	2,46	g	Calculado
SO _x	Eletricidade	3,45	g	Calculado
SO _x	Óleo combustível	2,95	g	Calculado
SO _x	NaOH	6,40	g	Calculado
Tecnosfera				
NaOH		1,00	kg	

Referências utilizadas nos inventários dos insumos:

- ANP. **Fatores de Conversão, Densidades e Poderes Caloríficos Inferiores**. Valores médios para o ano de 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=82253>>. Acesso em: 08/01/2019.
- CAMARGO, A. M. **Inventário do ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2007.
- CETESB. **Plano de redução de emissões de fontes estacionárias guia de melhor tecnologia prática disponível fontes de combustão**. 2014. Disponível em <<https://cetesb.sp.gov.br/ar/wp-content/uploads/sites/28/2015/12/Guia-MTPD-Fontes-de-Combust%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 15/02/2019.
- COSTA, D. M. B. DA. **Avaliação das Emissões Fugitivas de Metano em Sistemas de Transporte de Gás Natural. O Caso do Gasoduto Bolívia-Brasil**. Universidade Federal Do Rio De Janeiro, 2010.
- EMEP/EEA, 2009. *Air Pollutant Emission Inventory Guidebook (Update May 2012)*. 2009. Disponível em: <<http://eea.europa.eu/emep-eea-guidebook>>. Acesso em: 30/02/2019.
- GALDIANO, G.D.P. **Inventário do ciclo de vida do papel offset no Brasil**. Universidade de São Paulo, 2006.
- IEA – *US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* Disponível em: <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>>. Acesso em: 20/12/2018.
- IPEA. **Emissões relativas de poluentes do transporte motorizado de passageiros nos grandes centros urbanos brasileiros**. IPEA. DOI:10.1128/JB.184.2.509, 2011.
- MME. **Plano Nacional de Energia 2030**. 2007.
- OC. **Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) – Monitor Elétrico**. Disponível em: <<http://monitoreletrico.seeg.eco.br/pages/database>>. Acesso em: 20/01/2019.
- USEPA. *Alternative Control Techniques Document — NO_x Emissions from Stationary Gas Turbines*. EPA-453/R-93-007, 1993.

Inventário do Cenário 0: Fertirrigação com vinhaça *in natura*

0. Fertirrigação com vinhaça <i>in natura</i>					
Fluxo	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas					
Tecnosfera					
Vinhaça <i>in natura</i>	Fertirrigação	Local	1,00	1.742.400	m³
Diesel	Fertirrigação	Global	10,650	18.556.076	MJ
Saídas					
Meio ambiente					
CO ₂ eq	Vinhaça	Global	20,37	35.492.688	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	21,29	37.089.198	kgCO ₂ eq
NO _x	Diesel	Local	5,00	8.707.656	g
NO _x	Fertirrigação	Local	5,00	8.707.656	g
SO _x	Diesel	Local	0,25	432.603	g
SO _x	Fertirrigação	Local	0,25	432.603	g

Inventário do sistema de produção de biogás combustível a partir de vinhaça

Biodigestão + Purificação = Biogás combustível						
Fluxo	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm ³ de biogás combustível	Quantidade/ m ³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas						
Tecnosfera						
Vinhaça <i>in natura</i>	Biodigestão + Purificação	Local	0,15	1,00	1.742.400	m³
Eletricidade SIN	Biodigestor e dessulfurizador	Nacional	0,37	2,55	4.446.605	kWh _e
Eletricidade SIN	Desumidificador	Nacional	0,03	0,24	412.658	kWh _e
Eletricidade SIN	NaOH	Nacional	0,03	0,23	408.909	kWh _e
Eletricidade SIN	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,44	3,02	5.268.172	kWh_e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Saídas						
Meio ambiente						
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO₂eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,33	2,25	3.915.995	kgCO₂eq
NO _x	Eletricidade SIN	Nacional	0,19	1,30	2.269.846	g
NO _x	Óleo combustível	Nacional	0,02	0,11	188.591	g
NO_x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,21	1,41	2.458.437	g
SO _x	Eletricidade SIN	Nacional	0,55	3,78	6.589.122	g
SO _x	Óleo combustível	Nacional	0,04	0,25	437.320	g
SO_x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,59	4,03	7.026.441	g
Tecnosfera						
Vinhaça biodigerida	Biodigestão + Purificação	Local	0,15	1,00	1.742.400	m³
Enxofre	Biodigestão + Purificação	Local	28,19	193,27	336.746.098	g
Biogás combustível	Biodigestão + Purificação	Local	1,00	6,86	11.945.243	Nm³

Inventário do sistema de produção de biometano combustível a partir de vinhaça

Biodigestão + Purificação + <i>Upgrading</i> = Biometano							
Fluxo	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm ³ de biometano	Quantidade/ Nm ³ de biogás combustível	Quantidade/ m ³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas							
Tecnosfera							
Vinhaça <i>in natura</i>	Biogás combustível	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m ³
Biogás combustível	<i>Upgrading</i>	Local	1,61	1,00	6,86	11.945.243	Nm ³
Elettricidade SIN	Biodigestor e dessulfurizador	Nacional	0,60	0,37	2,55	4.446.605	kWh _e
Elettricidade SIN	Desumidificador	Nacional	0,06	0,03	0,24	412.658	kWh _e
Elettricidade SIN	NaOH	Nacional	0,06	0,03	0,23	408.909	kWh _e
Elettricidade SIN	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,71	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Elettricidade SIN	<i>Upgrading</i>	Nacional	0,40	0,25	1,71	2.986.311	KWh _e
Saídas							
Meio ambiente							
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,45	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	0,07	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,53	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	0,04	0,02	0,16	279.862	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,48	0,30	2,04	3.555.873	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	<i>Upgrading</i>	Global	0,52	0,32	2,20	3.835.736	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biometano	Global	1,04	0,65	4,45	7.751.730	kgCO ₂ eq
NO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,31	0,19	1,30	2.269.846	g
NO _x	Óleo combustível	Nacional	0,03	0,02	0,11	188.591	g
NO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,33	0,21	1,41	2.458.437	g
NO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NO _x	<i>Upgrading</i>	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NO _x	Biometano	Nacional	0,50	0,31	2,15	3.745.120	g
SO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,89	0,55	3,78	6.589.122	g
SO _x	Óleo combustível	Nacional	0,06	0,04	0,25	437.320	g
SO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,95	0,59	4,03	7.026.441	g
SO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SO _x	<i>Upgrading</i>	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SO _x	Biometano	Nacional	1,45	0,90	6,18	10.761.545	g
Tecnosfera							
Vinhaça biodigerida	Biodigestão + Purificação	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m ³
Enxofre	Biodigestão + Purificação	Local	45,38	28,19	193,27	336.746.098	g
Biometano	<i>Upgrading</i>	Local	1,00	0,62	4,26	7.420.194	g

Inventário do Cenário 1: Cogeração com turbina e concentração de vinhaça

1. Cogeração com turbina e concentração de vinhaça						
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in</i> <i>natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas						
Tecnosfera						
Vinhaça <i>in</i> <i>natura</i>	Biodigestão + Purificação	Local	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	Biodigestão + Purificação	Local	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Elettricidade SIN	Biodigestor e dessulfurizador	Nacional	0,37	2,55	4.446.605	kWh _e
Elettricidade SIN	Desumidificador	Nacional	0,03	0,24	412.658	kWh _e
Elettricidade SIN	NaOH	Nacional	0,03	0,23	408.909	kWh _e
Elettricidade SIN	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	0,66	4,52	7.883.081	MJ
Elettricidade SIN	Concentrador	Nacional	0,10	0,71	1.228.578	kWh _e
Saídas						
Meio ambiente						
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,06	0,39	678.237	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	0,06	0,39	678.237	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	-0,07	-0,47	-820.472	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	1.Turb+Conc	Global	0,32	2,17	3.773.759	kgCO ₂ eq
NO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,19	1,30	2.269.846	g
NO _x	Óleo combustível	Nacional	0,02	0,11	188.591	g
NO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,21	1,41	2.458.437	g
NO _x	Diesel	Local	0,06	0,45	776.245	g
NO _x	Fertirrigação	Local	0,06	0,45	776.245	g
NO _x	Caldeira	Local	0,88	6,03	10.511.814	g
NO _x	Elettricidade SIN	Nacional	-0,13	-0,86	-1.502.318	g
NO _x	1.Turb+Conc	Global	1,03	7,03	12.244.179	g
SO _x	Elettricidade SIN	Nacional	0,55	3,78	6.589.122	g
SO _x	Óleo combustível	Nacional	0,04	0,25	437.320	g
SO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,59	4,03	7.026.441	g
SO _x	Diesel	Local	0,02	0,11	183.780	g
SO _x	Fertirrigação	Local	0,02	0,11	183.780	g
SO _x	Caldeira	Local	0,21	1,46	2.537.236	g
SO _x	Elettricidade SIN	Nacional	-0,06	-0,39	-672.516	g
SO _x	1.Turb+Conc	Global	0,76	5,21	9.074.942	g
Tecnosfera						
Vinhaça biodigerida	Biodigestão + Purificação	Local	0,10	0,67	1.159.893	m³
Vinhaça biodigerida e concentrada 20"Bx	1.Turb+Conc	Local	0,01	0,06	109.977	m³
Condensado	1.Turb+Conc	Local	0,04	0,27	472.530	m³
Elettricidade SIN	1.Turb+Conc	Nacional	0,29	2,00	3.486.786	kWh _e

Inventário do Cenário 2: Produção de eletricidade com ciclo Otto

2. Produção de eletricidade com ciclo Otto						
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas						
Tecnosfera						
Vinhaça <i>in natura</i>	Biodigestão + Purificação	Local	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	Biodigestão + Purificação	Local	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Eletricidade SIN	Biodigestor e dessulfurizador	Nacional	0,37	2,55	4.446.605	kWh _e
Eletricidade SIN	Desumidificador	Nacional	0,03	0,24	412.658	kWh _e
Eletricidade SIN	NaOH	Nacional	0,03	0,23	408.909	kWh _e
Eletricidade SIN	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,08	0,54	944.158	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	1,55	10,65	18.556.076	MJ
Saídas						
Meio ambiente						
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	-0,22	-1,52	-18.178.405	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	2.Otto	Global	0,24	1,64	-12.665.900	kgCO ₂ eq
NO _x	Eletricidade SIN	Nacional	0,19	1,30	2.269.846	g
NO _x	Óleo combustível	Nacional	0,02	0,11	188.591	g
NO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,21	1,41	2.458.437	g
NO _x	Diesel	Local	0,73	5,00	8.707.656	g
NO _x	Fertirrigação	Local	0,73	5,00	8.707.656	g
NO _x	Motogerador	Local	1,00	6,86	11.945.243	g
NO _x	Eletricidade SIN	Nacional	-1,02	-7,00	-12.190.891	g
NO _x	2.Otto		0,91	6,27	10.920.445	g
SO _x	Eletricidade SIN	Nacional	0,55	3,78	6.589.122	g
SO _x	Óleo combustível	Nacional	0,04	0,25	437.320	g
SO _x	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,59	4,03	7.026.441	g
SO _x	Diesel	Local	0,04	0,25	432.603	g
SO _x	Fertirrigação	Local	0,04	0,25	432.603	g
SO _x	Motogerador	Local	0,21	1,46	2.537.236	g
SO _x	Eletricidade SIN	Nacional	-2,96	-20,31	-35.388.857	g
SO _x	2.Otto		-2,13	-14,57	-25.392.577	g
Tecnosfera						
Vinhaça biodigerida	Biodigestão + Purificação	Local	0,15	1,00	1.742.400	m³
Eletricidade SIN	2.Otto	Nacional	1,93	13,22	23.026.127	kWh _e

Inventário do Cenário 3: Uso veicular na frota da usina

3. Uso veicular na frota da usina							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas							
Tecnosfera							
Vinhaça <i>in natura</i>	Biogás combustível	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	Upgrading	Local	1,61	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Biometano	3.Veicular NA USINA	Local	1,00	0,62	4,26	7.420.194	Nm³
Eletricidade SIN	Biogás combustível	Nacional	0,71	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Eletricidade SIN	Upgrading	Nacional	0,40	0,25	1,71	2.986.311	kWh _e
Eletricidade SIN	Compressão	Nacional	0,15	0,09	0,62	1.076.202	kWh _e
Eletricidade SIN	3.Veicular NA USINA	Nacional	1,26	0,78	5,36	9.330.686	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.157	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.157	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	2,50	1,55	10,65	18.556.076	MJ
Saídas							
Meio ambiente							
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,45	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,07	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,53	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,04	0,02	0,16	279.862	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,48	0,30	2,04	3.555.873	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Upgrading	Global	0,52	0,32	2,20	3.835.736	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,01	0,01	0,06	100.856	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	-3,08	-1,91	-13,12	-22.866.619	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	3.Veicular NA USINA	Global	-1,81	-1,12	-7,70	-13.417.522	kgCO ₂ eq

3. Uso veicular na frota da usina							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
NOx	Diesel	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Fertirrigação	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,31	0,19	1,30	2.269.846	g
NOx	Óleo combustível	Nacional	0,03	0,02	0,11	188.591	g
NOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,33	0,21	1,41	2.458.437	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Upgrading	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,06	0,04	0,27	463.693	g
NOx	Diesel	Local	-5,58	-3,47	-23,76	-41.406.737	g
NOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	3,91	2,43	16,63	28.984.716	g
NOx	3.Veicular NA USINA		0,07	0,04	0,28	494.448	g
SOx	Diesel	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Fertirrigação	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,89	0,55	3,78	6.589.122	g
SOx	Óleo combustível	Nacional	0,06	0,04	0,25	437.320	g
SOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,95	0,59	4,03	7.026.441	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Upgrading	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,18	0,11	0,77	1.346.052	g
SOx	Diesel	Local	-0,84	-0,52	-3,56	-6.196.116	g
SOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	0,14	0,09	0,60	1.039.801	g
SOx	3.Veicular NA USINA		1,00	0,62	4,24	7.383.884	g
Tecnosfera							
Diesel equivalente	3.Veicular NA USINA	Local	0,99	0,62	4,23	7.376.329	L

Inventário do Cenário 4: Injeção de biometano na rede de gás natural.

4. Injeção de biometano na rede de gás natural - RODOVIÁRIO							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natural</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas							
Tecnosfera							
Vinhaça <i>in natural</i>	Biogás combustível	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	Upgrading	Local	1,61	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Biometano	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO	Local	1,00	0,62	4,26	7.420.194	Nm³
Biometano	Transporte RODOVIÁRIO 20 km	Local	0,001	0,001	0,005	8.388	Nm³
Diesel	Transporte RODOVIÁRIO 20 km	Global	0,002	0,001	0,008	13.764	L
Eletricidade SIN	Biogás combustível	Nacional	0,71	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Eletricidade SIN	Upgrading	Nacional	0,40	0,25	1,71	2.986.311	kWh _e
Eletricidade SIN	Compressão	Nacional	0,15	0,09	0,62	1.076.203	kWh _e
Eletricidade SIN	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO	Nacional	1,26	0,78	5,36	9.330.686	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	2,50	0,66	10,65	18.556.076	MJ
Saídas							
Meio ambiente							
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,45	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,07	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,53	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,04	0,02	0,16	279.862	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,48	0,30	2,04	3.555.873	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Upgrading	Global	0,52	0,32	2,20	3.835.736	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,01	0,01	0,06	100.856	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,01	0,00	0,03	51.156	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	GN	Global	-2,65	-1,64	-11,27	-42.743.521	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO	Global	-1,37	-0,85	-5,82	-33.243.269	kgCO ₂ eq

4. Injeção de biometano na rede de gás natural - RODOVIÁRIO							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in nature</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
NOx	Diesel	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Fertirrigação	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,31	0,19	1,30	2.269.846	g
NOx	Óleo combustível	Nacional	0,03	0,02	0,11	188.591	g
NOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,33	0,21	1,41	2.458.437	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Upgrading	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,06	0,04	0,27	463.693	g
NOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	0,01	0,00	0,02	37.305	g
NOx	GN Produção + transporte	Nacional	-0,67	-0,42	-2,86	-4.983.568	g
NOx	Combustão Biometano	Local	7,72	4,80	32,89	57.314.536	g
NOx		Local	-7,72	-4,80	-32,89	-57.314.536	g
NO_x	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO		1,07	0,67	4,57	7970205,78	g
SOx	Diesel	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Fertirrigação	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,89	0,55	3,78	6.589.122	g
SOx	Óleo combustível	Nacional	0,06	0,04	0,25	437.320	g
SOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,95	0,59	4,03	7.026.441	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Upgrading	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,18	0,11	0,77	1.346.052	g
SOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	0,00	0,00	0,01	14.430	g
SOx	GN Produção + transporte	Nacional	0,00	0,00	0,00	-2.605	g
SOx	Combustão Biometano	Local	0,14	0,09	0,60	1.039.801	g
SOx	Combustão GN	Local	-0,01	-0,01	-0,04	-62.525	g
SOx	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO		1,82	1,13	7,76	13.529.300	g
Tecnosfera							
GN equivalente	4. Injeção rede - RODOVIÁRIO		0,88	0,55	3,74	6.513.015	Nm³

4. Injeção de biometano na rede de gás natural - GASODUTO							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas							
Tecnosfera							
Vinhaça <i>in natura</i>	Biogás combustível	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	<i>Upgrading</i>	Local	1,61	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Biometano	4. Injeção rede - GASODUTO	Local	1,00	0,62	4,26	7.420.194	Nm³
Elettricidade SIN	Biogás combustível	Nacional	0,71	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Elettricidade SIN	<i>Upgrading</i>	Nacional	0,40	0,25	1,71	2.986.311	kWh _e
Elettricidade SIN	4. Injeção rede - GASODUTO	Nacional	1,11	0,69	4,74	8.254.482	kWh_e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	2,50	0,66	10,65	18.556.076	MJ
Saídas							
Meio ambiente							
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO₂eq	Fertirrigação	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO₂eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,45	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	0,07	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO₂eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,53	0,33	2,25	3.915.995	kgCO₂eq
CO ₂ eq	Elettricidade SIN	Global	0,04	0,02	0,16	279.862	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,48	0,30	2,04	3.555.873	kgCO ₂ eq
CO₂eq	<i>Upgrading</i>	Global	0,52	0,32	2,20	3.835.736	kgCO₂eq
CO ₂ eq	GN	Global	-2,65	-1,64	-11,27	-42.743.521	kgCO ₂ eq
CO₂eq	4. Injeção rede - GASODUTO	Global	-1,39	-0,86	-5,91	-33.395.281	kgCO₂eq

4. Injeção de biometano na rede de gás natural - GASODUTO							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
NOx	Diesel	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Fertirrigação	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Eletricidade SIN	Nacional	0,31	0,19	1,30	2.269.846	g
NOx	Óleo combustível	Nacional	0,03	0,02	0,11	188.591	g
NOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,33	0,21	1,41	2.458.437	g
NOx	Eletricidade SIN	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Upgrading	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	GN Produção + transporte	Nacional	-0,67	-0,42	-2,86	-4.983.567	g
NOx	Combustão Biometano	Local	7,72	4,80	32,89	57.314.536	g
NOx	Combustão GN	Local	-7,72	-4,80	-32,89	-57.314.536	g
NOx	4. Injeção rede - GASODUTO		1,01	0,63	4,29	7.469.208	g
SOx	Diesel	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Fertirrigação	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Eletricidade SIN	Nacional	0,89	0,55	3,78	6.589.122	g
SOx	Óleo combustível	Nacional	0,06	0,04	0,25	437.320	g
SOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,95	0,59	4,03	7.026.441	g
SOx	Eletricidade SIN	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Upgrading	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	GN Produção + transporte	Nacional	0,00	0,00	0,00	-2.605	g
SOx	Biometano Queima	Local	0,14	0,09	0,60	1.039.801	g
SOx	Combustão GN	Local	-0,01	-0,01	-0,04	-62.525	g
SOx	4. Injeção rede - GASODUTO		1,64	1,02	6,98	12.168.818	g
Tecnosfera							
GN equivalente	4. Injeção rede - GASODUTO		0,88	0,55	3,74	6.520.386	Nm³

Inventário do Cenário 5: Substituição de combustíveis na matriz local

5. Substituição de combustíveis na matriz local							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
Entradas							
Tecnosfera							
Vinhaça <i>in natura</i>	Biogás combustível	Local	0,23	0,15	1,00	1.742.400	m³
Biogás combustível	<i>Upgrading</i>	Local	1,61	1,00	6,86	11.945.243	Nm³
Biometano	5. Matriz Local	Local	1,00	0,62	4,26	7.420.194	Nm³
Biometano	Transporte RODOVIÁRIO 20 km	Local	0,00	0,00	0,00	8.388	Nm³
Diesel	Transporte RODOVIÁRIO 20 km	Global	0,00	0,00	0,01	13.764	L
Eletricidade SIN	Biogás combustível	Nacional	0,71	0,44	3,02	5.268.172	kWh _e
Eletricidade SIN	<i>Upgrading</i>	Nacional	0,40	0,25	1,71	2.986.311	kWh _e
Eletricidade SIN	Compressão	Nacional	0,15	0,09	0,62	1.076.203	kWh _e
Eletricidade SIN	5. Matriz Local	Nacional	1,26	0,78	5,36	9.330.686	kWh _e
Óleo combustível	NaOH	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Óleo combustível	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,13	0,08	0,54	944.158	MJ
Diesel	Fertirrigação	Global	2,50	1,55	10,65	18.556.076	MJ
Saídas							
Meio ambiente							
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Fertirrigação	Global	0,22	0,13	0,92	1.596.510	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,45	0,28	1,92	3.341.055	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,07	0,04	0,28	493.707	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Óleo combustível	Global	0,01	0,01	0,05	81.233	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Biodigestão + Purificação	Global	0,53	0,33	2,25	3.915.995	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,04	0,02	0,16	279.862	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Emissões fugitivas	Global	0,48	0,30	2,04	3.555.873	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	<i>Upgrading</i>	Global	0,52	0,32	2,20	3.835.736	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Eletricidade SIN	Global	0,01	0,01	0,06	100.856	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	0,01	0,00	0,03	51.156	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	Diesel	Global	-3,08	-1,91	-13,12	-22.866.619	kgCO ₂ eq
CO ₂ eq	5. Matriz Local	Global	-1,80	-1,12	-7,67	-13.366.366	kgCO ₂ eq

5. Substituição de combustíveis na matriz local							
Parâmetro	Processo/ Produto	Abrangência	Quantidade/ Nm³ de Biometano	Quantidade/ Nm³ de biogás combustível	Quantidade/ m³ de vinhaça <i>in natura</i>	Quantidade/ ano em uma Usina Média	Unidade
NOx	Diesel	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Fertirrigação	Local	1,17	0,73	5,00	8.707.656	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,31	0,19	1,30	2.269.846	g
NOx	Óleo combustível	Nacional	0,03	0,02	0,11	188.591	g
NOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,33	0,21	1,41	2.458.437	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Upgrading	Nacional	0,17	0,11	0,74	1.286.683	g
NOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,06	0,04	0,27	463.693	g
NOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	0,01	0,00	0,02	37.305	g
NOx	Motor GNV	Local	2,79	1,73	11,88	20.703.368	g
NOx	Diesel	Local	-5,58	-3,47	-23,76	-41.406.737	g
NO_x	5. Matriz Local		-1,04	-0,65	-4,45	-28.452.963	g
SOx	Diesel	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Fertirrigação	Local	0,06	0,04	0,25	432.603	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,89	0,55	3,78	6.589.122	g
SOx	Óleo combustível	Nacional	0,06	0,04	0,25	437.320	g
SOx	Biodigestão + Purificação	Nacional	0,95	0,59	4,03	7.026.441	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Upgrading	Nacional	0,50	0,31	2,14	3.735.103	g
SOx	Elettricidade SIN	Nacional	0,18	0,11	0,77	1.346.052	g
SOx	Motor <i>dual-fuel</i>	Local	0,00	0,00	0,01	14.430	g
SOx	Motor GNV	Local	0,14	0,09	0,60	1.039.801	g
SOx	Diesel	Local	-0,84	-0,52	-3,56	-6.196.116	g
SOx	5. Matriz Local		1,00	0,62	4,25	7.398.313	g
Tecnosfera							
Diesel equivalente	5. Matriz Local		0,99	0,62	4,23	7.376.329	L

APÊNDICE B. CÁLCULO DO DIÂMETRO DO GASODUTO

Vazão entrada	Tamanho duto	Diâmetro interno	Pressão	Fator Z	Comprimento	Viscosidade	Fator de Fricção	Fator Transmissão	Nº de Reynolds	Pressão de saída	Velocidade de entrada	Velocidade de saída	Velocidade de erosão
Nm³/h	Polegada	mm	Bar G	-	km	cP	-	-	-	Bar G	m/s	m/s	m/s
200	3	77.93	5.92	0.9885	10	0.0113	0.01528	161.799	712515	5.83	1.79	1.83	55.60
200	3	77.93	5.08	0.9901	100	0.0113	0.01528	161.804	713301	4.06	1.79	2.48	55.64
400	3	77.93	5.67	0.9890	10	0.0113	0.01474	164.729	1425505	5.32	3.58	3.96	55.61
400	3	77.93	5.31	0.9897	20	0.0113	0.01474	164.731	1426180	4.56	3.58	4.51	55.63
400	4	95.25	5.64	0.9891	30	0.0113	0.01441	166.603	1166293	5.27	2.40	2.68	55.61
400	4	102.26	5.12	0.9901	100	0.0113	0.01432	167.143	1087085	4.14	2.08	2.83	55.64
600	4	102.26	5.82	0.9887	10	0.0113	0.01403	168.874	1629120	5.64	3.12	3.29	55.60
600	4	102.26	5.23	0.9898	40	0.0113	0.01403	168.876	1630385	4.39	3.12	4.05	55.63
600	6	154.05	5.89	0.9886	50	0.0113	0.01357	171.658	1081325	5.77	1.37	1.42	55.60
600	6	154.05	5.77	0.9888	100	0.0113	0.01357	171.659	1081490	5.54	1.37	1.47	55.60
800	6	154.05	5.96	0.9884	10	0.0113	0.01331	173.382	1441625	5.92	1.83	1.85	55.59
800	6	154.05	5.60	0.9891	100	0.0113	0.01331	173.384	1442323	5.18	1.83	2.07	55.61
1000	6	154.05	5.94	0.9885	10	0.0113	0.01313	174.521	1802082	5.88	2.29	2.33	55.60
1000	6	154.05	5.37	0.9896	100	0.0113	0.01313	174.525	1803457	4.69	2.29	2.82	55.63
1200	6	154.05	5.91	0.9885	10	0.0113	0.01301	175.333	2162573	5.83	2.75	2.82	55.60
1200	6	154.05	5.06	0.9902	100	0.0113	0.01301	175.338	2164999	4.02	2.75	3.83	55.64
1400	6	154.05	5.88	0.9886	10	0.0113	0.01292	175.942	2523105	5.77	3.20	3.31	55.60
1400	6	154.05	5.12	0.9901	70	0.0113	0.01292	175.945	2525649	4.15	3.21	4.36	55.64
1400	8	202.72	5.77	0.9888	80	0.0113	0.01262	178.061	1917681	5.53	1.85	1.98	55.60
1400	8	202.72	5.71	0.9889	100	0.0113	0.01262	178.061	1917834	5.41	1.85	2.02	55.61
1600	8	202.72	5.96	0.9884	10	0.0113	0.01252	178.769	2191062	5.93	2.11	2.14	55.59
1600	8	202.72	5.62	0.9891	100	0.0113	0.01252	178.772	2192072	5.22	2.12	2.38	55.61
1800	8	202.72	5.95	0.9885	10	0.0113	0.01244	179.346	2464976	5.91	2.38	2.41	55.59
1800	8	202.72	5.51	0.9893	100	0.0113	0.01244	179.349	2466419	5.00	2.38	2.78	55.62
2000	8	202.72	5.94	0.9885	10	0.0113	0.01237	179.824	2738902	5.89	2.64	2.69	55.60

Vazão entrada	Tamanho duto	Diâmetro interno	Pressão	Fator Z	Comprimento	Viscosidade	Fator de Fricção	Fator Transmissão	Nº de Reynolds	Pressão de saída	Velocidade de entrada	Velocidade de saída	Velocidade de erosão
Nm³/h	Polegada	mm	Bar G	-	km	cP	-	-	-	Bar G	m/s	m/s	m/s
2000	8	202.72	5.40	0.9895	100	0.0113	0.01237	179.827	2740892	4.75	2.65	3.22	55.62
2200	8	202.72	5.93	0.9885	10	0.0113	0.01231	180.227	3012839	5.86	2.91	2.97	55.60
2200	8	202.72	5.26	0.9898	100	0.0113	0.01231	180.231	3015511	4.46	2.91	3.73	55.63
2400	8	202.72	5.92	0.9885	10	0.0113	0.01227	180.571	3286791	5.84	3.17	3.25	55.60
2400	8	202.72	5.11	0.9901	100	0.0113	0.01227	180.575	3290299	4.12	3.18	4.34	55.64
2600	8	202.72	5.90	0.9885	10	0.0113	0.01223	180.869	3560757	5.81	3.44	3.53	55.60
2600	8	202.72	5.06	0.9902	90	0.0113	0.01223	180.873	3564733	4.00	3.44	4.81	55.64
2600	10	254.51	5.69	0.9890	100	0.0113	0.01197	182.767	2836968	5.38	2.18	2.39	55.61
2800	10	254.51	5.97	0.9884	10	0.0113	0.01193	183.132	3054083	5.93	2.35	2.37	55.59
2800	10	254.51	5.64	0.9890	100	0.0113	0.01193	183.134	3055397	5.27	2.35	2.62	55.61
3000	10	254.51	5.96	0.9884	10	0.0113	0.01188	183.456	3272254	5.92	2.52	2.54	55.59
3000	10	254.51	5.59	0.9892	100	0.0113	0.01188	183.459	3273872	5.16	2.52	2.86	55.61